



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.04.01 нефтегазовое дело
Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Анализ эффективности применяемых методов увеличения нефтеотдачи на Дунаевском нефтегазоконденсатном месторождении (ХМАО)

УДК 622.276.6(571.22)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Аманов Вугар Азад оглы		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сергеев Виктор Леонидович	К.Г.Н		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Щеголихина Юлия Викторовна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Нефтегазовое дело	Зятиков Павел Николаевич	Д.Т.Н..		

Томск – 2020 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
Общие по направлению подготовки (специальности)	
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений	
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.04.01 нефтегазовое дело
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ Зятиков П.Н.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ83	Аманов Вугар Азад оглы

Тема работы:

Анализ эффективности применяемых методов увеличения нефтеотдачи на Дунаевском нефтегазоконденсатном месторождении (ХМАО)	
Утверждена приказом директора	28.02.2020 №59-114/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет геологической и геофизической информации по Дунаевскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов геолого-технического отдела, фондовая и периодическая литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Общие сведения о месторождении 2. Геолого-физическая характеристика месторождения 3. Методы увеличения нефтеотдачи 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 5. Социальная безопасность
Перечень графического материала	1. Обзорная карта расположения месторождения

	2. Геологический разрез 3. Характеристика месторождения 4. Технологическая схема низкотемпературной сепарации газа 5. Моделирующая схема действующей технологии подготовки газа с использованием клапана Джоуля-Томсона 6. Моделирующая схема технологии подготовки газа с использованием турбодетандера
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Доцент Романюк Вера Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент Черемискина Мария Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Диссоциация гидратов	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	03.03.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сергеев Виктор Леонидович	к.т.н., доцент		03.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Аманов Вугар Азад оглы		03.03.2020

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ83	Аманов Вугар Азад оглы

Школа	природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка затрат на приобретение, установку и годовое обслуживание компрессорных агрегатов, здания, сооружений и коммуникаций
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 09.03.2016г. № 55-ФЗ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ технико-экономических показателей	Анализ основных технико-экономических показателей деятельности объекта за 2014- 2015 годы
2. Экономическая эффективность	Расчет экономической эффективности от модернизации абсорбера

Перечень графического материала

1. Расчетные формулы
2. График: – Чистый дисконтированный доход
3. Таблицы: – Показатели разработки – Исходные данные для расчета экономических показателей – Показатели экономического расчета

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.03.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		10.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Аманов Вугар Азад оглы		10.03.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ83	Аманов Вугар Азад оглы

Школа	природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	24.04.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Анализ эффективности применяемых методов увеличения нефтеотдачи на Дунаевском нефтегазоконденсатном месторождении (ХМАО)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Под методами увеличения нефтеотдачи (МУН) подразумевается очень широкий спектр применяемых операций, но все они проводятся на открытой местности.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	Правовые нормы согласно ТК РФ, N 197-ФЗ СанПиН 2.2.2. / 2.4. 1340-03, Приказ Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 N 302н. ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 №116-ФЗ ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Общие эргономические требования. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. ФЗ от 28 декабря 2013 г. №426-ФЗ «О специальной оценке условий труда»
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	При выполнении работ на объектах существует целая группа вредных факторов, которые снижают производительность труда: <ul style="list-style-type: none"> – повышенный уровень шума – повышенный уровень вибрации – повышенная загазованность рабочей зоны – отклонение показателей микроклимата в помещении – электрический ток – пожароопасность – движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.

3. Экологическая безопасность:	<p>При проведении работ на Дунаевском нефтегазоконденсатном месторождении будет оказываться негативное воздействие, в основном на:</p> <ul style="list-style-type: none"> – атмосферу: выбросы газа в атмосферу при дренировании аппаратов и емкостей; – гидросферу: разлив конденсата; – литосферу: сбросы метанольной воды.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте: – Техногенного характера (пожары, взрывы, аварии, газонефтеводопроявления);

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Аманов Вугар Азад оглы		



**ТОМСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ**
Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
Направление: 21.04.01 нефтегазовое дело
Уровень образования: магистр
Профиль: Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений
Период выполнения: осенний/весенний семестр 2019/2020 учебного года

Форма представления работы:

магистерская диссертация

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ–ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата текущего контроля*	Название раздела / вид работы	Процент выполнения
10.03.2020	Введение	5
20.03.2020	Обзор литературы: подготовка газа методом низкотемпературной сепарации	10
30.03.2020	Аналитический обзор по теме: влияние дроссельного эффекта и эффекта детандирования на подготовку газа	10
05.04.2020	Постановка задачи исследования	5
10.04.2020	Характеристика объекта и метода исследования	5
20.04.2020	Технологическая часть: характеристика технологии, сырья, продукции установки подготовки газа	5
30.04.2020	Исследование по модернизации технологии подготовки	20
	Анализ и обсуждение результатов	10
05.05.2020	Оценка эффективности предложения	5
10.05.2020	Раздел «Финансовый менеджмент»	5
	Раздел «Социальная ответственность»	5
15.05.2020	Заключение	4
20.05.2020	Реферат	3
03.06.2020	Предварительная защита	4
07.06.2020	Подготовка доклада и оформление доклада	4
	Итого	100

Составил:
Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сергеев Виктор Леонидович	К.Г.Н.		

Согласовано:
Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков П.Н.	д.т.н.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 80 страницы, 6 рисунков, 16 источников литературы.

Выпускная квалификационная работа содержит страниц, рисунков, таблицы, источников.

Ключевые слова: Методы повышения нефтеотдачи, повышение пластового давления, коэффициент извлечения нефти, потокоотклоняющие и нефтеотмывающие технологии, нагнетательные и добывающие скважины, пласт.

Объектом исследования являются продуктивные пласты D нефтегазоконденсатного месторождения.

Цель выпускной квалификационной работы анализ эффективности проведенных мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов.

В процессе исследования изучены геолого-физические свойства продуктивных пластов месторождения, литолого-стратиграфическая характеристика и рассмотрено текущее состояние разработки. Проведен расчет гидроразрыва пласта для одной из скважин.

Результатом исследования является оценка эффективности проведенных мероприятий по увеличению нефтеотдачи и выбор наиболее оптимального метода.

Применение МУН позволяют значительно увеличить нефтеотдачу на разрабатываемых пластах, где стандартными способами получить максимальные остаточные запасы нефти не выполнимо.

Когда обводненность скважин увеличивается, логичнее использовать больше методов технологий МУН для уменьшения обводненности добывающий скважин за счет использования слабодренируемых запасов.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

МУН – методы увеличения нефтеотдачи;
КИН – коэффициент извлечения нефти;
ПТО – паротепловые обработки;
ПАВ – поверхностно-активные вещества;
СНОПС – «холодной» добычей нефти с песком;
ПЗС – призабойная зона скважины;
ГДИС – гидродинамические исследования скважин;
ГТМ – геолого-технические мероприятия;
ГРП – гидроразрыв пласта;
ЗБС – зарезка боковых стволов;
ИДН – интенсификация добычи нефти;
ГВД – газ высокого давления;
ПО – объем пор;
ХМАО – Ханты-Мансийский автономный округ;
АСП – химическое заводнение на основе ПАВ, соды и полимеров;
СПД – Салым Петролеум Девелопмент;
ЭМ – электромагнитный;
ВЧ – высокочастотный;
НТ – нанотехнология;
ГРР – геолого-разведочные работы;
ГКЗ – Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых;
УОЗС – установка очистки забоя скважины;
УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;
ЭЦН – электроцентробежный насос;
ЧС – чрезвычайная ситуация;

СОДЕРЖАНИЕ

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	13
1. Общие сведения о месторождении	14
2. Геолого-физическая характеристика месторождения	17
2.1. Гидрогеология.....	17
2.2. Нефтегазоносность	20
2.3. Геологическая характеристика пластов	23
2.4. Свойства и состав нефти, нефтяного газа и пластовой воды	24
2.5. Сведения о запасах	26
3. Методы увеличения нефтеотдачи	28
3.1 Физико-химические методы	28
3.2 Эффективность изоляционных работ	31
3.3 Эффективность применения технологий МУН	33
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	40
4.1. Оборудование для проведения метода увеличения нефтеотдачи на основе технологии АСП	41
4.2 Расчет амортизационных отчислений	41
4.3. Расчет материальных затрат на проведение технологии АСП	44
4.4. Основная заработная плата исполнителей темы	46
4.5. Отчисления во внебюджетные фонды.....	47
4.6. Формирование бюджета затрат на реализацию проекта	49
5 СОЦИАЛЬНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	50
5.1 Профессиональная социальная безопасность	51
5.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	52
5.3 Экологическая безопасность	59
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	64
Приложение А.....	67
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	78
Список использованных источников.....	79

ВВЕДЕНИЕ

В наше время в нефтяной отрасли сильно преобладает снижение эффективности разработки продуктивных пластов. Но в то же время увеличивается процент трудно извлекаемых запасов нефти. В России долгие годы идет снижение Коэффициента снижения нефти. Он составляет 25-30%. Причиной такого низкого показателя КИН является уменьшение количества работ по МУН. Основной технологией разработки является технология заводнения, но без применения МУН снижение нефтеотдачи невозможно.

1. Общие сведения о месторождении

Ближайшим населенным пунктом является п.г.т. Федоровский – 37 км, до районного центра г. Сургут 64 км. Месторождение находится в зоне деятельности ОАО «Сургутнефтегаз», НГДУ «Федоровскнефть».

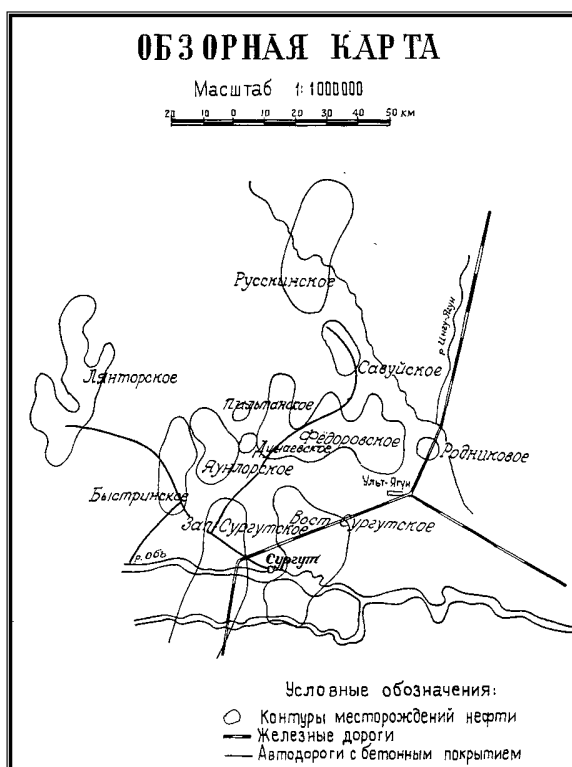


Рисунок 1.1– Обзорная карта района работ

Месторождение введено в разработку в 1985 году.

На 01.01.2015 на месторождении построено:

- шестнадцать кустовых площадок;
- шесть площадок одиночных скважин;
- дожимная насосная станция (ДНС) проектной производительностью по жидкости 10 тыс.м³/сут, которая имеет в своем составе установку

предварительного сброса пластовой воды (УПСВ) производительностью 10 тыс. м³/сут. Загрузка производственных мощностей на 01.01.2015 составляет 30 %;

– кустовая насосная станция (КНС) проектной производительностью 10.8 тыс. м³/сут. Загрузка производственных мощностей на 01.01.2015 составляет 22.2 %;

– нефтесборные сети протяженностью порядка 19.37 км;

– высоконапорные водоводы протяженностью порядка 26.54 км;

– нефтепровод напорный диаметром 159 мм, протяженностью 8.9 км;

– газопровод от ДНС до точки врезки в существующий газопровод с Яунлорского месторождения диаметром 159 мм, протяженностью 0.1 км;

– низконапорный водовод подтоварной воды диаметром 426 мм, протяженностью 13.88 км;

– одна подстанция ПС 35/6 кВ;

– высоковольтные линии ВЛ 35 кВ, протяженностью 4.7 км, ВЛ 6 кВ протяженностью порядка 36.85 км.

Частично обводненная и разгазированная нефть Дунаевского месторождения транспортируется по нефтепроводу в направлении ДНС-7 Федоровского месторождения и далее на Центральный пункт сбора (ЦПС) Федоровского месторождения.

Подготовленная до товарной кондиции нефть транспортируется на Западно-Сургутскую конечную сепарационную установку совместно с нефтью Федоровского месторождения, после чего направляется в систему магистрального транспорта.

Выделившийся при сепарации газ, частично используется на собственные нужды промысла, избыток газа по действующему газопроводу подается в систему газосбора Федоровского месторождения. Процент использования газа на 01.01.2015 составил 99.99 %.

Основным источником водоснабжения являются подтоварная вода с УПСВ при ДНС-1Д. Дефицит воды покрывается подтоварной водой с ДНС-4 Федоровского месторождения по действующей системе низконапорных водоводов.

Электроснабжение осуществляется от системы Тюменьэнерго. Головным источником электроснабжения потребителей Дунаевского месторождения является ПС 110/35/6 кВ «Брусничная», расположенная на Федоровском месторождении.

Распределительная сеть на месторождении принята напряжением 6 кВ.

Подстанция ПС 35/6 кВ №57, построенная в районе технологической площадки ДНС, КНС, запитывается по двухцепной ВЛ 35 кВ от транзитной ПС 35/6 кВ №166 Федоровского месторождения. Протяженность ВЛ 35 кВ составляет 4.7 км.

Транспортная связь Дунаевского месторождения с городом Сургутом осуществляется по существующей автодороге протяженностью 63.65 километров.

Основные автодороги на месторождении построены. Общая протяженность существующих внутрипромысловых дорог и подъездов по месторождению составляет 26.2 км.

Дунаевское месторождение находится на территории Сургутского экономического района, где сосредоточены основные объекты капитального строительства по обустройству нефтепромыслов.

2. Геолого-физическая характеристика месторождения

2.1. Гидрогеология

Пятый водоносный комплекс. Отложения пятого водоносного комплекса приурочены к отложениям поверхностной части фундамента и песчано-глинистым осадкам тюменской и васюганской свит и сложены песчаниками, алевролитами, аргиллитами, а также выветрелыми метаморфическими породами. Мощность комплекса в целом по Сургутскому району изменяется от 200 до 500 метров.

Ввиду плохих коллекторских свойств в большинстве случаев получены незначительные притоки воды при низких динамических уровнях.

По пластам юрского комплекса информация отсутствует, свойства пластовой воды приняты по аналогии с Федоровским месторождением (минерализация до 21.4 г/л). Воды по своему составу гидрокарбонатно-натриевые с минерализацией от 18.6 до 24.8 г/л.

Температура отложений зависит от глубины залегания пород фундамента и колеблется от 58 до 82 °С.

Общая толщина комплекса на месторождении достигает 720-950 м.

В процессе гидрогеологических исследований изучались в основном, краевые и подошвенные воды, связанные непосредственно с залежами пластов АС₇₋₈ и БС_{10/1}, а также воды пластов ачимовской толщи.

Гидрогеологические исследования в процессе опробования состоят в замерах статического и динамического уровней, дебита водоносного горизонта, в отборе проб пластовых вод для химического анализа, замера забойных, пластовых давлений, пластовых температур и газосодержания.

Наибольшие дебиты воды отмечены в пластах группы АС и БС₁₋₆. В пластах БС₈₋₁₀ дебиты снижаются и составляют 0.35-155.8 м³/сут. при переливе и 0.24-31.2 м³/сут. при динамических уровнях 26-540 м. Из отложений ачимовской пачки в скважине №50Р Дунаевского месторождения из интервала глубин 2517.0-2522.0 м был получен приток жидкости 6.0 м³/сут. (4.2 м³/сут.

воды) при динамическом уровне 1155 метров. Пластовые давления изменяются от 18.3 МПа до 24.8 МПа.

Приведенные гидродинамические исследования и анализ эксплуатации соседних с Дунаевским месторождений доказывают хорошую гидродинамическую связь залежей нефти основных пластов с законтурной зоной.

После исследования водоносного объекта отбирались пробы пластовой воды пробоотборником или на устье скважин и колодцев.

По пробам воды определялся химический состав вод, физические свойства, минерализация пластовых вод силами химико-аналитической лаборатории ЦНИПРа НГДУ «Сургутнефть» и НГДУ «Федоровскнефть».

По данным химического анализа вод скважин №107, 200, 201, 204, 206 Дунаевского месторождения воды ачимовской толщи гидрокарбонатнонатриевые по составу с минерализацией от 17.82 до 18.45 г/л.

Основные солеобразующие компоненты – Cl (8.8-9.9 г/л), и Na (6.1-6.7 г/л). Остальные компоненты содержатся в меньшем количестве: HCO_3 – 1.3-2.1 г/л;

Ca – 0.1-0.2 г/л; Mg – 44-62 мг/л.

Микрокомпоненты йод, бром, бор имеют непромышленную концентрацию. Растворенный в воде газ имеет азотно-метановый состав (CH_4 – 85.2

Коллекторские свойства пород верхней части неокомского водоносного комплекса довольно высокие: пористость – 15-29 %, проницаемость – 0.1-1.0 мкм².

Воды гидрокарбонатнонатриевые с минерализацией от 15.2 до 18.0 г/л, Cl содержится до 11.1 г/л, Na – до 6.9 г/л, Ca – от 280 до 324 мг/л, Mg – от 34 до 58 мг/л, HCO_3 – от 231 до 610 мг/л.

Температура вод увеличивается вниз по разрезу с 68 °C (пласт БС1) до 77 °C (пласт БС10).

Концентрация солеобразующих компонентов соответствует ГОСТу “Вода питьевая” за исключением железа (предельно допустимая концентрация которого 0.3).

Воды мягкие, pH изменяется от 7.1 до 7.45; содержат газы воздушного происхождения.

2.2. Нефтегазоносность

Пласт АС₇₋₈

В пределах пласта выявлена одна залежь нефти. Залежь пластово-сводовая, на востоке сливается с одноименной залежью Федоровского месторождения, на западе - Яунлорского месторождения. Размеры залежи 6.7х6.5 км, высота около 60 м.

Пласт в пределах залежи вскрыт на абсолютных отметках от -1835.6 м (скв. №298) до -1885.8 м (скв. №327) (граф. прил. 2.2).

Эффективные толщины пласта в пределах залежи по скважинам изменяются от 2.0 м (скв. №139, 294) до 12.1 м (скв. №44Р), эффективные нефтенасыщенные - от 1.1 м (скв. №278) до 12.1 м (скв. №44Р) (рис. 2.1.9).

Геологические разрезы пластов группы АС представлены на рисунках 2.1.6-2.1.8.

Пласт опробован в девяти скважинах. В семи скважинах получены безводные притоки нефти дебитами от 7.8 м³/сут. (скв. №202) до 18.0 м³/сут. (скв. №44Р), в скважинах №37Р и №4401П получены притоки воды (табл. 2.1.2).

Пласт АС₉

Залежь в районе скважины №46Р пластово-сводовая, водоплавающая, отделена от залежи в районе скважины №45Р водоносными скважинами. Размеры залежи 3.5х1.8 км, высота около 13 м.

Пласт в пределах залежи вскрыт на абсолютных отметках от -1870.8 м (скв. №139) до -1881 м (скв. №101).

Эффективные толщины пласта в пределах залежи по скважинам изменяются от 8.1 м (скв. №208) до 26.3 м (скв. №236), эффективные нефтенасыщенные - от 0.8 м (скв. №212) до 11.6 м (скв. №139). Средняя по залежи эффективная нефтенасыщенная толщина пласта равна 4.7 м.

Уровень ВНК принят на абсолютной отметке -1884.6 м.

На северо-востоке выделяется небольшой (0.6х0.5 км) участок, отделенный границей лицензии от залежи пласта АС₉ Федоровского

месторождения. Участок вскрыт одной скважиной №299 на абсолютной отметке -1863.8 м. Эффективная толщина пласта в скважине 19.4 м, эффективная нефтенасыщенная – 7.0 м. Средняя по участку эффективная нефтенасыщенная толщина – 4.1 м (рис. 2.1.10, граф. прил. 2.3).

Характеристика толщин и неоднородности пласта АС9 по данным ГИС по зонам насыщения и в целом в пределах залежей приведена в таблице 2.1.5. Коэффициент песчанистости по разрезу изменяется от 0.121 до 0.885 и в среднем равен 0.426.

Пласт не опробован, продуктивность залежей доказана результатами эксплуатации скважин.

Пласт БС_{10/1}

В пределах пласта выявлены две залежи нефти.

Залежь 1 пластово-сводовая, водоплавающая, размеры залежи 1.8х1.4 км, высота около 17 м.

Пласт в пределах залежи вскрыт на абсолютных отметках от -2210 м (скв. №141) до -2197 м (скв. №213).

Эффективные толщины пласта в пределах залежи по скважинам, по данным ГИС, изменяются от 4.8 м (скв. №139) до 9.4 м (скв. №46Р), эффективные нефтенасыщенные - от 3.0 м (скв. №139) до 5.2 м (скв. №140). Средняя по залежи эффективная нефтенасыщенная толщина пласта равна 3.3 м.

Пласт в пределах залежи опробован в скважине №46Р, получен безводный приток нефти дебитом 17.5 м³/сут. при динамическом уровне 778 м.

Наличие залежи подтверждено данными эксплуатации скважин. Все скважины, пробуренные в пределах залежи, вскрыли водоплавающую зону. Водонефтяной контакт колеблется на абсолютных отметках от -2206.0 до -2214.0 м.

Залежь 2 пластово-сводовая, на востоке сливается с одноименной залежью

Залежь имеет обширную (около 87 %) водонефтяную зону. Водонефтяной контакт колеблется на абсолютных отметках от -2179.0 до -2208.0 м.

Пласт опробован в трех разведочных скважинах. Получены безводные притоки нефти дебитами от 15.8 м³/сут. (скв. №39Р) до 39.0 м³/сут. (скв. №43Р).

2.3. Геологическая характеристика пластов

При расчете средних значений по керну были привлечены результаты исследования фильтрационно-емкостных свойств, как пород-коллекторов, так и пород-неколлекторов из интервалов продуктивных пластов. Сопоставление фильтрационно-емкостных свойств пород из водоносной и нефтяной частей залежей продуктивных пластов показало отсутствие различий в свойствах пород в зависимости от характера насыщения. Проведенный комплекс лабораторных исследований керна позволил дать петрофизическую характеристику пород слагающих продуктивные пласты, определить средние значения пористости, проницаемости, водоудерживающей способности по пласту в целом, и отдельно, только по коллекторам.

Пласт АС₇₋₈ представлен преимущественно коллекторами III и IV классов по А.А.Ханину, с прослоями коллекторов II, I и IV классов.

Пласт АС₉

В пределах Дунаевского месторождения породы пласта АС₉ петрофизическими исследованиями практически не охарактеризованы. Для характеристики коллекторских свойств привлечены данные по пласту АС₉ Федоровского месторождения. Пласт представлен преимущественно коллекторами III и IV классов, с прослоями коллекторов I и II классов (по А.А.Ханину).

Пласты БС_{10/1} представлены преимущественно коллекторами III класса по А.А.Ханину, реже отмечаются прослой коллекторов IV класса и практически непроницаемых пород.

Аналитический параметр	Пласт АС ₇₋₈	Пласт АС ₉	Пласты БС _{10/1}
Открытая пористость, %	25.7	27.8	25.3
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	212	445.9	187
Водоудерживающая способность, %	34.9	33.1	29.1

Таблица 2.5.1 - Средние значения петрофизических параметров
Дунаевское месторождение

2.4. Свойства и состав нефти, нефтяного газа и пластовой воды

Свойства и состав нефти и нефтяного газа

Пласт АС₇₋₈

Физико-химическая характеристика пластовых газонасыщенных нефтей пласта АС₇₋₈ исследована на образцах шести проб из шести скважин. Как следует из материалов экспериментальных исследований, в условиях пласта АС₇₋₈ нефти средней плотности (814 кг/м³), маловязкие (3.94 мПа·с), с давлением насыщения значительно ниже пластового давления (11.3 МПа). Газосодержание при однократном (стандартном) разгазировании колеблется в пределах от 61 до 71 м³/т. При дифференциальном (ступенчатом) разгазировании величина газосодержания закономерно снижается за счет перераспределения компонентов и сохранения в жидкой фазе пропан-гексановых фракций. По этой же причине происходит и некоторое снижение плотности дегазированной товарной нефти.

Среднее значение газосодержания нефти по результатам дифференциального разгазирования составляет 62 м³/т при плотности товарной нефти 874 кг/м³ и объемном коэффициенте 1.123 (табл. 2.4.1). Нефтяной газ относительно сухой (что объясняется повышенной плотностью нефти), с концентрацией углеводородов группы С₃₊выше около 5 % объемных

Пласт АС₉

Физико-химическая характеристика газонасыщенной нефти пласта АС₉ представлена результатами комплексного исследования двух проб пластовой нефти из скважин №127 и №250 и четырех поверхностных проб.

При дифференциальной (ступенчатой) дегазации газосодержание

составляет $58 \text{ м}^3/\text{т}$, плотность дегазированной нефти – $895 \text{ кг}/\text{м}^3$, пересчетный коэффициент – 0.898. Растворенный газ сухой, с концентрацией метана около 96 %. Дегазированные нефти по технологической классификации тяжелые, вязкие, сернистые, парафинистые, малосмолистые и смолистые, с выходом фракций до 300°C около 35 % объемных, шифр технологической классификации (по ГОСТ 912-66) - II Т₂ П₂. В качестве микрокомпонентов присутствуют ванадий (до 48 г/т), никель (около 7 г/т).

Пласт БС_{10/1}

Принятые при подсчете запасов параметры пластовой нефти (табл. 2.4.1): газосодержание при дифференциальной (ступенчатой) дегазации - $56 \text{ м}^3/\text{т}$; плотность дегазированной нефти – $886 \text{ кг}/\text{м}^3$; пересчетный коэффициент – 0.886.

Свойства и состав газа и конденсата газовых шапок

Для газовой шапки пласта АС₄₋₆ Дунаевского месторождения исследования скважин на газоконденсатность не проводились. Газоконденсатные характеристики газа (район скважин №202, 205) приняты по аналогии с материалами исследований скважин пласта АС₄₋₈ Федоровского месторождения. Принятое значение конденсатогазового фактора (КГФ) – $36.2 \text{ г}/\text{м}^3$. Среднее потенциальное содержание углеводородов сырьевой группы в пластовом газе составляет: этан – $9.7 \text{ г}/\text{м}^3$; пропан – $10.0 \text{ г}/\text{м}^3$; бутаны – $14.6 \text{ г}/\text{м}^3$; группа углеводородов C_{5+высшие} – $36.2 \text{ г}/\text{м}^3$.

Параметры свободного газа в условиях пласта и на поверхности рассчитаны с учетом средних значений пластовых давлений и температур Дунаевского месторождения (состав пластового газа принят по материалам исследования скважин Федоровского месторождения). Плотность газа в условиях пласта составляет $135 \text{ кг}/\text{м}^3$ при вязкости около 0.018 мПа·с. Коэффициент сухости газа – 0.99.

2.5. Сведения о запасах

Утвержденные запасы были поставлены на государственный баланс по состоянию на 01.01.2008. За период 2008-2012 годов изменений в запасах углеводородов Дунаевского месторождения не происходило. Действующий проектный документ «Дополнение к проекту разработки Дунаевского газонефтяного месторождения» был составлен в 2012 году. При проектировании приняты запасы, числящиеся на государственном балансе по состоянию на 01.01.2012 и соответствующие утвержденным ГКЗ Роснедра.

В 2013 году по результатам зарезки восьми боковых стволов при КРС произошло уточнение геологического строения пластов ЮС₁ и ЮС₂.

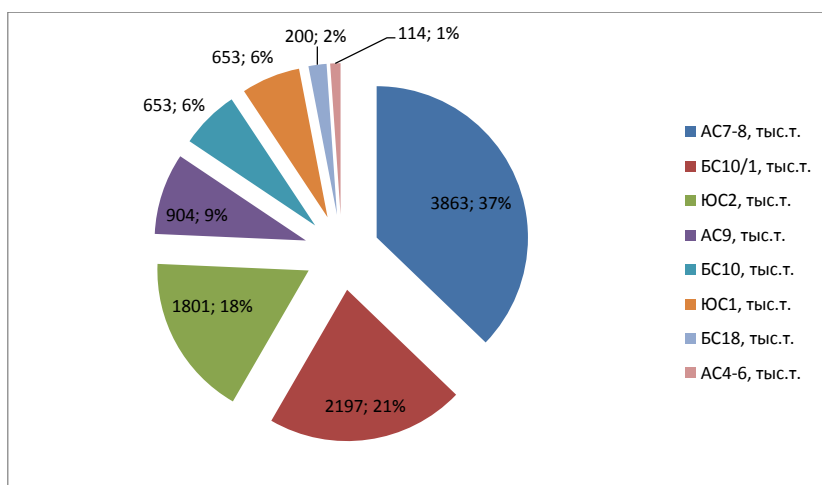


Рисунок 2.1 – Распределение запасов по пластам

С учетом оперативных изменений 2014 года, начальные запасы углеводородов Дунаевского месторождения, числящиеся на государственном балансе, по состоянию на 01.01.2015 составляют:

начальные геологические запасы:

нефти 40484 тыс.т по категориям BC₁;
7313 тыс.т по категории C₂;

газа газовой шапки	58 млн.м ³ по категории C ₁ ; 90 млн.м ³ по категории C ₂ ;
конденсата	2 тыс.т по категории C ₁ ; 4 тыс.т по категории C ₂ ;
начальные извлекаемые запасы:	
нефти	10385 тыс.т по категориям ВС ₁ ; 1470 тыс.т по категории C ₂ ;
растворенного газа	624 млн.м ³ по категориям ВС ₁ ; 76 млн.м ³ по категории C ₂ ;
конденсата	1 тыс.т по категории C ₁ ; 3 тыс.т по категории C ₂ ;
коэффициенты извлечения нефти:	
	0.257 по категориям ВС ₁ ; 0.201 по категории C ₂ .
коэффициенты извлечения конденсата:	
	0.700 по категории C ₁ ; 0.700 по категории C ₂ .

По сравнению с запасами, утвержденными ГКЗ Роснедра, прирост запасов по категориям ВС₁ (геологические / извлекаемые) составил 9209/1872 тыс.т, по категории C₂ – 7099/1433 тыс.т.

Принятые при проектировании запасы соответствуют числящимся на государственном балансе по состоянию на 01.01.2015.

В целом по месторождению, на извлекаемые запасы нефти категорий ВС₁ приходится 87.6 % (10385 тыс. т) от суммарных извлекаемых запасов месторождения. Наибольший объем извлекаемых запасов нефти категорий ВС₁ – 37.2 % (3863 тыс. т) содержится в пласте АС₇₋₈, при этом распределение запасов по остальным пластам выглядит следующим образом: ВС_{10/1} – 2197 тыс. т (21.2 %), ЮС₂ – 1801 тыс. т (17.3 %), АС₉ – 904 тыс. т (8.7 %), ВС₁₀ – 653 тыс. т (6.3 %), ЮС₁ – 653 тыс. т (6.3 %), ВС₁₈ – 200 тыс. т (1.9 %), АС₄₋₆ – 114

тыс. т (1.1 %), (табл. 2.6.7).

По категории C_2 классифицировано 12.4 % (1470 тыс. т) от суммарных извлекаемых запасов нефти месторождения. Большая часть извлекаемых запасов категории C_2 приходится на пласт ЮС₂ - 1309 тыс. т (89.0 %), оставшиеся запасы числятся на пласте ЮС₁ – 11.0 % (161 тыс. т).

По состоянию на 01.01.2015 на месторождении добыто 4089 тыс.т нефти, 263 млн.м³ растворенного газа и 3 млн.м³ газа газовых шапок (попутного). Текущие извлекаемые запасы категорий ВС₁ составляют: нефти - 6296 тыс.т, растворенного газа – 361 млн.м³. Текущие геологические запасы газа газовых шапок категории C_1 составляют 55 млн.м³.

3. Методы увеличения нефтеотдачи

3.1 Физико-химические методы

Из-за большого разнообразия как геолого-физических характеристик продуктивных пластов, так и степени их выработки, разнообразия систем поддержания пластового давления, существует огромный спектр физико-химических методов, и тот или иной метод применяется на небольших участках, состоящих из одной или двух - трех нагнетательных скважин и окружающих добывающие скважины, находящихся в зоне влияния этих нагнетательных скважин.

Полимерное заводнение

Применение полимерного заводнения позволяет регулировать или снижать подвижность нагнетаемой воды, но данный метод рассматривается как улучшенная методика заводнения, так как при нем обычно не вытесняется остаточная нефть, захваченная или изолированная в поровом пространстве водой. Повышение нефтеотдачи происходит за счет улучшения эффективности вытеснения и охвата большего объема коллектора.

Высокая относительная подвижность является причиной низких коэффициентов вытеснения нефти и охвата коллектора, а также это вызывает ранний прорыв нагнетаемой воды к добывающим скважинам. Снижение относительной подвижности может замедлить прорыв воды, улучшить коэффициенты вытеснения площадного и вертикального охвата коллектора; это дает возможность увеличить нефтеотдачу при любой обводненности. Таким образом, заводнение с регулируемой подвижности, дает конечную нефтеотдачу на 4-10% выше, чем при обычном заводнении. Кроме того, повышение эффективности вытеснения уменьшает объем воды, требуемый для извлечения данного объема нефти.

Заводнение ПАВ и щелочное заводнение

Повышение нефтеотдачи при данных методах основано на снижении межфазного натяжения между пластовой нефтью и вытесняющей водой, за счет снижения капиллярных силы, происходит растворение нефти, в результате чего можно полностью извлечь ее из пласта, охваченной процессом вытеснения.

При заводнении ПАВ поверхностно-активные агенты смешиваются в воде с другими соединениями и после закачки в коллектор повышают подвижность пластовой нефти. После этого для продвижения водонефтяного вала к эксплуатационным скважинам закачивают загущенную полимерами воду

В результате снижается поверхностное натяжение в 2,5-18 раз по сравнению с пресной водой и это приводит к образованию эмульсий в пласте. Образование эмульсии позволяет выравнивать вязкости вытесняющего и вытесняемого агентов и способствует повышению охвата заводнением. Исследования показали, что наибольшее количество эмульсии образуется при небольших концентрациях щелочи (0,1 - 0,4% NaOH) при контактировании нефти и щелочного раствора, взятых в соотношениях два к трем или один к одному.

При щелочном заводнении закачивают водные растворы гидроксида натрия, карбоната натрия, силиката натрия или гидроксида калия. Щелочные

агенты реагируют с органическими кислотами, содержащимися в некоторых нефтях, образуя в коллекторе поверхностно-активные вещества, радикально снижающие межфазное натяжение между нефтью и водой.

Данный метод заключается в закачке оторочки, состоящей из воды, ПАВ, электролита (соли) и соразтворителя (спирта), углеводородов (нефти). Объем оторочки составляет 5-15% порового объема (ПО) при вязкой концентрации ПАВ и 15-50% при низкой концентрации. После оторочки ПАВ закачивают оторочку загущенной воды. При продвижении мицеллярного раствора по продуктивному пласту происходит близкое к поршнеобразному вытеснение нефти и воды, насыщающих пласт.

Существующие мицеллярные растворы успешно применяются только в песчаниках, в карбонатных пластах они не эффективны. Пласты не должны обладать высокой неоднородностью и особенно трещиноватостью. Неоднородность и трещиноватость пластов приводят к неравномерному продвижению оторочки раствора и буферной жидкости, происходит разрыв оторочек водой. Средняя проницаемость пластов менее 50 мД не желательна. Содержание солей кальция и магния в пласте желательно минимальное. Большое количество солей в пластовой воде способствует насыщению растворов солями и снижению их устойчивости, обращению фаз. Для применяемых мицеллярных растворов следует считать предельно допустимым содержание солей в пластовой воде 4-5% веса.

3.2 Эффективность изоляционных работ

Добывающие скважины

Повторная перфорация ранее вскрытых интервалов пласта совместно с ремонтно-изоляционными работами проведена в 3 скважинах, из них на объекте АС7-8 в 2 скважинах (№280 и №293), на объекте АС9 в 1 скважине (№250).

Солянокислотные ОПЗ совместно с ремонтно-изоляционными работами проводились в 2 скважинах, в том числе в 1 скважине на объекте АС7-8 (№290) и в 1 скважине на объекте БС10 (№40Р).

Для изоляционных работ применялся полимерный состав и цементный раствор, а также проводился спуск технической колонны.

После проведения РИР на объекте АС7-8 средний дебит скважин по нефти увеличился в 1.6 раза с 1.3 до 2.1 т/сут, средняя обводненность снизилась с 91.6 % до 78.3 %. На 01.01.2015 зарезка бокового ствола проведена в скважине №293. Средний дебит по нефти действующих скважин составляет 2.5 т/сут, обводненность продукции увеличилась до 83 %.

За счет проведения в добывающих скважинах объекта АС7-8 7 ремонтно-изоляционных мероприятий дополнительно добыто 1.88 тыс. т нефти, при удельной эффективности 267.9 т/скв.-опер. и средней продолжительности эффекта 340 сут.

После проведения РИР на объекте АС9 средний дебит скважин по нефти увеличился в 12.9 раз с 0.3 до 3.6 т/сут, средняя обводненность снизилась с 98.7 % до 73 %. На 01.01.2015 скважина №250 переведена на объект АС7-8, скважина №127 находится в бездействующем фонде.

За счет проведения в добывающих скважинах объекта АС9 2 ремонтно-изоляционных мероприятий дополнительно добыто 0.55 тыс. т нефти, при удельной эффективности 276.4 т/скв.-опер. и средней продолжительности эффекта 241 сут.

После проведения РИР в скважине №40Р (объект БС10) дебит нефти увеличился в 1.7 раза с 0.7 до 1.2 т/сут, обводненность продукции снизилась с

99.9 % до 93.6 %. Мероприятие характеризуется, как низкоэффективное. За счет РИР дополнительно добыто 11.6 тонн нефти, при продолжительности эффекта 22 сут. В апреле 2014 года скважина переведена в пьезометрический фонд.

Нагнетательные скважины

За анализируемый период на месторождении проведено 3 ремонтно-изоляционных мероприятия, в том числе на объекте АС7-8 – 2, на объекте БС10/1 – 1.

На объекте АС7-8 в скважине №331 проведена изоляция заколонных перетоков, в скважине №211 устранение негерметичности эксплуатационной колонны и изоляция заколонных перетоков.

Для изоляционных работ применялись полимерный состав, водоизолирующий тампонажный состав на основе АКОР-БН и цементный раствор.

На объекте БС10/1 в скважине №113 устранение негерметичности эксплуатационной колонны проведено при переводе из отработки в систему ППД. Эффективность данного мероприятия не оценивалась.

3.3 Эффективность применения технологий МУН

На объекте АС7-8 было проведено 14 мероприятий.

Применялось 3 технологии выравнивания профиля приемистости и фронта вытеснения. Проводились закачки составов на основе ПАВ (СКО + раствор ПАВ) – 6 скв.-опер., эмульсий (вязко-эмульсионный состав) – 5 скв.-опер. и полимеров (полимерный-гелеобразующий состав) – 3 скв.-опер.

Средний объем закачки химреагентов составил 72.1 м³.

Текущая удельная эффективность воздействий изменяется от 402 т/скв.-опер. (вязко-эмульсионный состав) до 537.5 т/скв.-опер. (СКО + раствор ПАВ), при среднем значении 483.9 т/скв.-опер. Средняя текущая продолжительность эффекта составляет 235 суток. Эффект от закачек проведенных в 2014 году продолжается.

За анализируемый период от проведения 14 воздействий на удаленную зону пласта объекта АС7-8 по окружающим добывающим скважинам дополнительно получено 6.77 тыс. т нефти. С учетом переходящего эффекта от ранее проведенных мероприятий дополнительная добыча нефти составила 9.15 тыс. т.

На объекте АС9 было проведено 3 мероприятия по закачке вязко-эмульсионного состава.

Средний объем закачки химреагентов составил 91.7 м³.

За счет применения технологий МУН дополнительно добыто 1.05 тыс. т нефти, при текущей удельной эффективности 349.7 т/скв.-опер. Средняя текущая продолжительность эффекта составляет 105 суток. Эффект от закачек проведенных в 2014 году продолжается.

На объекте БС10 проведено 1 мероприятие (в 2014г.) по закачке полимерного-гелеобразующего состава в объеме 125 м³. На 01.01.2015 по окружающим добывающим скважинам дополнительно добыто 121.6 тонн нефти, при текущей продолжительности эффекта 28 сут. Эффект продолжается.

Табл.2.6 Геолого-физическая характеристика пласта

Параметры	Пласт АС ₁₀ ²
-----------	-------------------------------------

Пористость, д. е.	0,18
Проницаемость мкм ²	0,118
Пластовое давление, МПа	26,2
Нефтенасыщенная толщина, м	2,6
Литология	песчаник и алевролиты

Табл. 2.7 Физико-химические свойства нефти и пластовой жидкости скважин Дунаевского месторождения

Давление насыщения, МПа	11,8
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа·10 ⁻⁴	0,85
Газосодержание	68
Объёмный коэффициент пластовой нефти	1,17
Плотность пластовой нефти в стандартных условиях, т/м ³	0,854
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,762
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	1,4

Табл.2.8 Физико-химические свойства попутно добываемой воды скважин Дунаевского месторождения

Параметры	Значения
Общая минерализация, г/л	16
Плотность, г/см ³	1,011
Вязкость, мПа·с	0,38
pH	7,26

Табл.2.9 Необходимые условия для внедрения технологии АСП

Характеристика	Идеальное значение	Ватлорское месторождение	Предельное значение
Остаточные запасы нефти, %	>40%	больше 80%	20%
Вязкость нефти, мПа·с	1,52-24,2	1,4	5
Плотность нефти, кг/м ³	0,601-0,882	764	980 кг/м ³
Температура пласта, °С	47-73	77	95
Минерализация воды, г/л	12,5-200	16	271

Порода	Песчаник	Песчаник	Карбонат
Проницаемость, мкм ²	0,22-0,705	0,188	0,04

Рекомендуется производство лабораторных испытаний на образцах керна для подбора оптимальных реагентов и их химического состава с последующим опытным испытанием на одиночной скважине.

Закачку реагентов предлагается производить через водораспределительный блок (ВРБ) посредством постоянного дозирования. Заправку и обслуживание дозатора производить силами подрядной организации по химизации процессов добычи путем заключения дополнения к договору оказания услуг.

Закачка композиции в пласт осуществляется через нагнетательные скважины. Технология приготовления и закачки композиции с помощью установки УДР-32.

1. Распланировать и приготовить площадку для размещения техники и технических средств.
2. На основе плана закачки ГОС, на подготовленной площадке размещается оборудование и емкости с реагентом – типовая схема расстановки оборудования показана на рисунке
3. Уточняется порядок и объём проведения операций.
4. Обвязывается наземное оборудование: нагнетательная линия установки УДР соединяется с устьем скважины, приёмная линия установки соединяется с водоводом для подачи воды и с ёмкостью для реагентов.
5. Все наземное оборудование опрессовывается с помощью агрегата ЦА-320: нагнетательная линия опрессовывается под давлением в 1,5 раза выше ожидаемого рабочего давления.

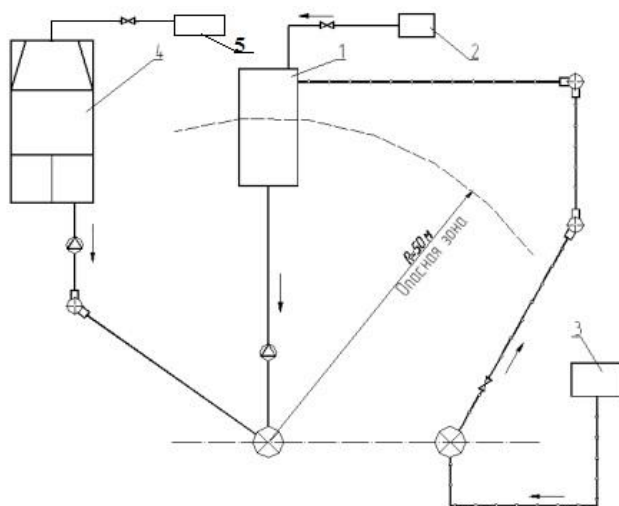


Рис. 2.7 – Схема расстановки оборудования при закачке гелеобразующих систем

1 – установка УДР-32М, 2,5 – ёмкость с реагентом, 3 – блок напорных гребёнок, 4 – агрегат ЦА-320

Расчет влияния гелевого экрана на работу скважины проводился согласно формуле Дюпюи для радиального притока (нагнетания), с учетом трех радиальных зон разной проницаемости, представленных на рис. 4.5.

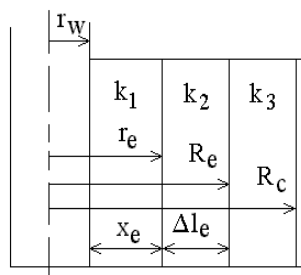


Рисунок 2.8. Радиальная схема пласта для расчета гелевого экрана

Проницаемости k_1 и k_3 – это исходная пластовая проницаемость. Проницаемость k_2 – это проницаемость гелевого экрана, для расчетов используется значение 1мД. Расстояние от скважины до экрана r_e – 50 м, т. к.

это позволит избежать сильного падения приёмистости нагнетательной скважины. Радиус влияния скважины 180м.

Расчет цилиндрического гелевого экрана вокруг нагнетательной скважины:

$\rho_w = 1,011$ (г/см³)- плотность воды;

$h_{cp} = 2703$ м-глубина скважины (поскольку расчёты производятся для теоретической скважины пласта АС₁₀² Ватлорского месторождения, то за глубину скважины была принята средняя глубина его кровли);

$P_{bn} = 100$ атм. - давление закачки;

$\mu = 0,38$ мПа · с- вязкость воды;

$r_w = 0,045$ м- радиус скважины;

$R_c = 180$ м - радиус влияния скважины (рассчитан по эмпирической формуле Зихарда);

$m_p = 0,18$ д. е. - пористость пласта;

$P_c = 26,2$ МПа - пластовое давление;

$P_{b0} = \rho_w \cdot g \cdot h_{cp} = 1011 \cdot 9,81 \cdot \frac{2703}{10^6} = 26,8$ МПа- давление столба жидкости;

$P_b = P_{b0} + P_{bn} = 36,8$ МПа -общее давление закачки;

$h = 2,6$ м - толщина пласта;

$h_p = 2$ м - перфорированная толщина пласта;

$k = 0,118$ мкм²- проницаемость пласта;

$k_{gel} = 0,001$ мкм² - проницаемость гелевого экрана

По формуле Дюпюи для радиального притока (нагнетания) для вертикальной скважины:

$$Q_0 = \frac{2\pi h_p (P_b - P_c)}{\frac{\mu}{k} \ln\left(\frac{R_c}{r_w}\right)} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 2 (36,8 - 26,2) \cdot 10^{-3}}{\frac{1,4}{0,118} \ln\left(\frac{180}{0,045}\right)} \cdot 86400 = 107,39 \text{ м}^3/\text{сут.} \quad -$$

приемистость без экрана;

Воспользовавшись математической моделью Леверье, рассчитаем температуру пласта на удалении 50 метров от забоя нагнетательной скважины. К 2014 г. пласт подвергался обводнению в течение 6 лет. Температура

закачиваемой воды в среднем была 30°C. А расход воды $q_{\text{ж}} = 107 \text{ м}^3/\text{сут.}$ Объёмная теплоёмкость песчаника $c_{\text{п}}\rho_{\text{п}} = 2025 \text{ кДж/м}^3\text{°C.}$ Объёмная теплоёмкость окружающих пород (глины) $c\rho = 1680 \text{ кДж/м}^3\text{°C.}$ Объёмная теплоёмкость закачиваемой воды $c_{\text{ж}}\rho_{\text{ж}} = 4187 \text{ кДж/м}^3\text{°C.}$ Коэффициент теплопроводности окружающих пород $\lambda = 8,5 \text{ кДж/м} \cdot \text{час}^\circ\text{C.}$

Расчёт будем вести для безразмерной температуры:

$$\theta = \frac{T - T_0}{T_{\text{г}} - T_0}$$

1. Определяем выражение для вычисления положения конвективного температурного фронта:

$$r_{\text{ф}} = \sqrt{\frac{q_{\text{ж}} \cdot c_{\text{ж}} \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot t}{\pi \cdot c_{\text{п}} \cdot \rho_{\text{п}} \cdot h}} = \sqrt{\frac{107 \cdot 4187 \cdot 365 \cdot t}{\pi \cdot 2025 \cdot 2,6}} = 99,4295\sqrt{t}$$

2. Определяем выражение для расчета безразмерного расстояния

$$\xi = \frac{4 \cdot \pi \cdot \lambda \cdot r^2}{q_{\text{ж}} \cdot c_{\text{ж}} \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot h} = \frac{4 \cdot \pi \cdot 8,5 \cdot 24 \cdot r^2}{107 \cdot 4187 \cdot 2,6} = 0,0022008 \cdot r^2$$

3. Определяем выражение для расчета безразмерного времени

$$\tau = \frac{4 \cdot \lambda \cdot t}{c_{\text{п}} \cdot \rho_{\text{п}} \cdot h^2} = \frac{4 \cdot 8,5 \cdot 365 \cdot 24 \cdot t}{2025 \cdot 2,6 \cdot 2,6} = 21,7576 \cdot t$$

Далее расчёт ведём по формуле

$$\theta = \operatorname{erfc} \left[\frac{\xi}{2 \sqrt{\frac{c_{\text{п}} \cdot \rho_{\text{п}}}{c\rho} (\tau - \xi)}} \right] \cdot \sigma^*(\tau - \xi)$$

$$\sigma^*(\tau - \xi) = \begin{cases} 0 & \text{при } (\tau - \xi) \leq 0 \\ 1 & \text{при } (\tau - \xi) > 0 \end{cases}$$

Произведя расчёт получаем $\theta = 0,248665$, откуда получаем температуру в коллекторе на расстоянии 50 метров от забоя нагнетательной скважины равную 65,31°C.

Воспользовавшись уравнением Дюпюи, вывели формулу для расчета градиента давления при одномерной плоскорадиальной фильтрации, по которой вычислим градиент давления на радиусе 50 метров от забоя нагнетательной скважины:

$$\frac{dP}{dr} = \frac{Q_{\text{ж}} \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k \cdot r} = \frac{107 \cdot 1,4 \cdot 10^4}{2 \cdot \pi \cdot 2,6 \cdot 0,188 \cdot 50 \cdot 86400} = 0,11 \text{ атм./м}$$

Данная величина меньше начального градиента давления выбранной композиции, что обуславливает возможность её применения.

Далее рассчитаем минимальный объём композиции необходимый для создания экрана:

$$R_3 \geq \frac{(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})}{\frac{\Delta P}{l}} = \frac{(36,8 - 26,2)}{2} = 5 \text{ м}$$

Определим минимальный объём композиции:

$$\begin{aligned} V_{\text{ком}} &= \pi(R_3 + R_c)^2 h m - \pi h m R_c^2 = \\ &= \pi \cdot (5 + 0,045)^2 \cdot 2,6 \cdot 0,18 - \pi \cdot 2,6 \cdot 0,18 \cdot 0,045^2 = 37,41 \text{ м}^3 \end{aligned}$$

Определим объём воды необходимый для продавки полимерного экрана на необходимое расстояние:

$$\begin{aligned} V_{\text{воды}} &= \pi(R_k + R_c)^2 h m - \pi R_c^2 h m = \\ &= \pi \cdot (50 + 0,045)^2 \cdot 2,6 \cdot 0,18 - \pi \cdot 2,6 \cdot 0,18 \cdot 0,045^2 = \\ &= 3682,27 \text{ м}^3 \end{aligned}$$

$r_e = 50 \text{ м}$, $R_e = 55 \text{ м}$ - расстояние до границ гелевого экрана (разница - толщина экрана);

Приемистость с гелевым экраном:

$$\begin{aligned} Q_e &= \frac{2\pi h_p (P_b - P_c)}{\mu \cdot \left(\frac{1}{k} \cdot \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + \frac{1}{k_{gel}} \cdot \ln \left(\frac{R_e}{r_e} \right) + \frac{1}{k} \cdot \ln \left(\frac{R_c}{R_e} \right) \right)} = \\ &= \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 2(36,8 - 26,2) \cdot 10^{-3}}{1,4 \cdot \left(\frac{1}{0,118} \cdot \ln \left(\frac{50}{0,045} \right) + \frac{1}{0,001} \cdot \ln \left(\frac{55}{50} \right) + \frac{1}{0,118} \cdot \ln \left(\frac{180}{55} \right) \right)} \\ Q_e &= 53 \text{ м}^3/\text{сут.} \end{aligned}$$

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Цель работы - внедрение инновационного подхода применения третичного метода увеличения нефтеотдачи, в котором используются технологии химического заводнения на основе трехкомпонентной смеси из анионного поверхностно-активного вещества, соды и полимера (АСП) на Дунаевском месторождении.

При планировании бюджета научно-технического исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. Для формирования бюджета проведения мероприятия по увеличению нефтеотдачи пласта на основе смеси АСП нужно рассчитать необходимое количество оборудования, материалов, заработную плату работников.

В соответствии с техническим регламентом «УПН Дунаевское » на проведение технологии АСП необходимо 48 часов.

4.1. Оборудование для проведения метода увеличения нефтеотдачи на основе технологии АСП

Необходимое оборудование для проведения МУН на основе технологии АСП представлено в таблице 6.1

Таблица 6.1 Оборудование для проведения МУН

№	Краткое описания действия	Используемое оборудование
1.	Смешивание ПАВ, ингибиторов разбухания глин, ингибиторов по водопритоку	Смешивающий агрегат («Блендер»)
2.	Закачка буферной жидкости	Насос
3.	Закачка «продавочной» жидкости	Насос
4.	Установка по приготовлению и закачке полимерных растворов	УДР-32М
5.	Распределяет и измеряет расход давления	Блок напорных гребёнок
6.	Емкость для смешивания химических реагентов	Емкость

Для проведения данной технологии необходимая техника представлена в таблице 6.2 [24]

Таблица 3.2 Техника для проведения работ для увеличения нефтеотдачи пластов на основе технологии АСП

№	Краткое описания действия	Используемое оборудование
1.	Доставка рабочих до места проведения работы, сопровождение(100 км)	а/м УАЗ
2.	Установка манифольдов	Кран
3.	Доставка жидкости до базы для утилизации (100 км)	Цистерна

4.2 Расчет амортизационных отчислений

Расчет амортизационных отчислений на оборудование, использованное в работе по МУН на основе АСП, представлен в таблице 6.3

Таблица 6.3 Расчет амортизационных отчислений

Наименование материалов	Количество	Балансовая стоимость, руб.		Сумма амортизации, руб./48 часов.
		Одного объекта	всего	
НКТ	10	15000	150000	3125
ГНКТ	1	25000	25000	520,8
Хвостовик	1	560000	560000	11666,7
а/м УАЗ	1	400000	400000	8333
Насос	4	650000	2600000	54166,7
Цистерна	1	350000	350000	7291,7
Смешивающий агрегат	1	500000	500000	10416
Кран	1	400000	400000	8333,3
ИТОГО	20	2900000	2385000	49687,5

Амортизация рассчитывается по формуле 3.1, срок пользования ГКТ, ГНКТ, хвостовика- 2 года; у а/м УАЗ и крана - 5 лет, насосы -4 год, цистерна- 5 лет, смешивающего агрегата- 4 года. Срок эксплуатации для всего перечня оборудования принимается 48 часов. Затраты на амортизацию вычислим по формуле:

$$P_A = \frac{P_{\text{ФУ}}}{n_3}, \quad (3.1)$$

Где n_3 – срок эксплуатации;

P_A – стоимость амортизации;

$P_{\text{ФУ}}$ – стоимость активов.

Вывод: Для проведения методов увеличения нефтеотдачи на основе технологии АСП необходима техника, которая приведена в таблице 6.3 Срок годности каждого оборудования различен. Сумма амортизаций всех техники за 48 часов составила 49687,5 руб.

4.3. Расчет материальных затрат на проведение технологии АСП

Основные вызовы и ограничения технологии АСП из-за сравнительно высоких эксплуатационных затрат по стоимости химических реагентов: [30]

- ПАВ (100% активного вещества) – 201 руб./кг
- Растворитель (например, изобутанол) – 80 руб./кг
- Полимер – 280 руб./кг
- Кальцинированная сода – 10 руб./кг
- Стоимость химических реагентов в растворе АСП – 4690 руб./м³

Транспортные расходы составляют 25% от стоимости материалов. Размер продуктивного пласта составляет 270 м³. Таким образом, величина материальных затрат составляет:

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расхi}, \quad (3.2)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расхi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

$$Z_m = (270 + 0,25) \cdot 70 = 18917,5 \text{ руб.}$$

Необходимые материальные затраты на проведения геолого-технических мероприятий по технологии АСП представлены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 Необходимые материальные затраты на проведения геолого-технических мероприятий по технологии АСП:

№ п/п	Ресурсы	Кол-во единиц	Стоимость единицы оборудования с учетом	Стоимость комплекта, руб.
-------	---------	---------------	---	---------------------------

			доставки, руб.	
6.	Спецодежда	30	8000	240000
7.	ГСМ для насоса	1440 литров	34 руб/литр	48960
8.	ГСМ для а/м УАЗ	120 литров	34 руб/литр	4080
9.	Химические реагенты в растворе АСП	270	4690	1267472
Итого:				1560512

Расчет топлива осуществляется исходя из того, что а/м УАЗ был в пути 800 км, следовательно при расходе топлива 15л/100 км было потрачено 120 литров.

Насос использовался в рабочем режиме, в течение всего периода работ, с учетом этого режима расхода равного 30 л/ч, за период 48 часов было потрачено 1440 литров дизельного топлива.

Исходя из таблицы 6.3 видно, что для осуществления данной технологии, необходимо наличие основных и вспомогательных материалов, общая стоимость которых будет равна 1 560 512 рублей.

4.4. Основная заработная плата исполнителей темы

Расчет заработной платы сотрудников за выполненные работы представлена в таблице 3.5

Таблица 6.5 Расчет заработной платы сотрудников

Должность	Количество	Оклад, руб.	Районный коэффициент, руб (50%)	Зарплата с учетом надбавок, руб. (месяц)	Итого заработная плата, руб. (месяц)	Итого заработка плата за выполненные работы, руб (48 часов)
Оператор ДНГ	5	8700	13050	40455	202275	53940
Технолог ДНГ	3	9230	13845	42919,5	128758,5	34335,6
Главный специалист по бурению	1	12300	18450	94095	94095	25092
Главный специалист по ТКРС	1	10500	15750	80325	80325	21420
Полевой супервайзер	1	15400	23100	117810	117810	31416
Машинист	7	5600	8400	27720	794040	51744
Помощник буровика	5	7700	11550	36960	184800	49280
Геофизик	3	9560	14340	51624	154872	41299
ИТОГО					308526,8	

Районный коэффициент будет равен 1,5. Работа рассчитана на 48 часов.

Вывод: По данным из таблицы 3.5 можно сделать вывод, что для проведения работ по методам увеличения нефтеотдачи на основе трехкомпонентной смеси АСП потребуется бригада из 26 человек, заработная плата которой составит 308 526,8 руб.

4.5. Отчисления во внебюджетные фонды

В таблице 6.6 представлен расчет страховых отчислений во внебюджетные фонды, такие как: пенсионный фонд России (ПФР), фонд социального страхования (ФСС), федеральный фонд обязательного медицинского страхования (ФОМС), а также в фонд обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний (ОСС).

Таблица 6.6 Страховые тарифы на обязательное страхование

Должность	Зарботная плата за выполненный вид работ, руб.	Тип страховых отчислений и ставка по тчислениям			
		ПФР, 22%	ФСС, 2,9%	ФОМС, 5,1%	Страхование от несчастных случаев, 0,5%
Оператор ДНГ	53940	11866	1564,2	2751	269,7
Технолог ДНГ	34335,6	7553,8	995,7	1751	171,678
Главный специалист побурению	25092	5520	727,7	1279,7	125,46
Главный специалист по ТКРС	21420	4712,4	621,1	1092,4	107,1
Полевой супервайзер	31416	6911,5	911	1602,2	157,08
Машинист	51744	11383	1500,6	2638,9	258,7
Помощник буровика	49280	10841,6	1429	2513,3	246,4
Геофизик	41299,2	9085,8	1197,7	2106,3	206,5
ИТОГО		67876	8947,3	15764,87	1542,6
		94 130,8			

Примечание: страховые тарифы начисляются на заработную плату сотрудников за выполненную работу согласно таблице 6.5.

Страховые тарифы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний начисляются по тарифу 0,5, так как вид данной деятельности относится к 4 классу.

Вывод: Страховые тарифы зависят от Приказа Министерства труда и социальной защиты РФ. Для расчета таблицы 3,5 использовался приказ от 25.12.12 N 625н, при помощи которого была подсчитана общая сумма, которая уходи во внебюджетные фонды в данной ситуации и она составила 94 130,7 руб.

4.6. Формирование бюджета затрат на реализацию проекта

Определение бюджета затрат на проект заводнения пласта с помощью трехкомпонентной смеси АСП приведено в таблице 6.7.

Таблица 6.7 - Расчет бюджета затрат на проведение ГТМ по технологии химического заводнения АСП

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание
1. Амортизационные отчисления	49 687,5	Пункт 3.2
2. Материальные затраты	1 560 512	Пункт 3.3
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей технологии	308 526,8	Пункт 3.4
4. Отчисления во внебюджетные фонды	94 130,7	Пункт 3.5
5. Накладные расходы	322 057,12	16% от суммы пункт. 3.2 -3.4
6. Бюджет затрат на мероприятия	2 334 914	Сумма пункт. 1 -5

Вывод: Исходя из таблицы 6.7, для полного проведения работ, по методу увеличению нефтеотдачи, с учетом амортизационные отчисления на вышеописанное оборудование необходимо заложить в план работ затраты на сумму 2 334 914 рублей.

5 СОЦИАЛЬНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Социальная ответственность или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров. [7]

Под методами увеличения нефтеотдачи (МУН) подразумевается очень широкий спектр применяемых операций, но все они проводятся на открытой местности. Большинство операций проводятся в условиях повышенных давлений. Проводит мероприятия по увеличению нефтеотдачи бригада капитального ремонта скважины (КРС).

Рабочее место бригады - скважина, кустовая площадка, блок автоматики. Работа оператора согласно должностной инструкции на рабочее место: запуск/вывод скважин на режим, промывка/ глушение скважин, проведение АДПМ, работа с фондом скважин, то есть рядом с фонтанной арматуры, объект разработки огражден обваловкой из песка. Установка по закачке раствора АСП работает круглый год без перерывов, исключая время на проведение ремонта.

5.1 Профессиональная социальная безопасность

Добавлено примечание ([ЧМС1]): Шрифт

Далее разберем опасные факторы и меры безопасности для бригады КРС. При проведении МУН необходимо большое внимание уделять производственной и экологической безопасности, а также социальной ответственности. Частая подверженность рискам, связанным с низкими температурами, присутствием опасности взрыва. Опасные и вредные факторы при работах по внедрению методов увеличения нефтеотдачи представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при работах по внедрению методов увеличения нефтеотдачи

Добавлено примечание ([ЧМС2]): Форма таблицы не соответствует требованиям

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1	2	3	4	5
1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.	-	-	+	ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ[2]
2. Превышение уровня шума и вибрации	-	-	+	СП 52.13330.2016 [3]
3. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.	-	-	+	СанПиН 2.2.4.548-96[4] ГН 2.2.5.3532-18[5]

4. Пожаровзрывоопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.004- 91[6] ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ[7]
5. Электрический ток	+	+	+	
6. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.	-	-	+	

5.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Работы по закачиванию в пласт химических реагентов АСП производятся круглогодично и в совершенно разных климатических поясах. Для условий Западной Сибири: температура в январе от -15°C до -40°C ; температура в июле от $+15^{\circ}\text{C}$ до $+35^{\circ}\text{C}$.

Для работы в комфортных условиях с требуемыми производственными показателями используются в летнее время облегченная форма одежды:

- очки рабочие-защитные;
- специальные беруши;
- каска рабочая;
- перчатки х/б, прорезиненные;
- рабочая одежда (штаны, куртка и ботинки);
- при работе в загазованной местности предусмотрены респираторы и противогазы.

Добавлено примечание ([ЧМСЗ]): Приведите раздел в норму, факторы в форме задания и таблице должны быть одинаковы! Последовательность их рассмотрения должна быть такой же как в таблице анализа!
Каждый вредный фактор рассматривается по плану: 1) источник возникновения фактора;
2) воздействие фактора на организм человека;
3) приведение допустимых норм с необходимой размерностью, а также при возможности проводится анализ на соответствие нормам;
4) предлагаемые средства защиты (коллективные и индивидуальные) для минимизации воздействия фактора.

Мероприятия по борьбе с гнусом:

- выдача дополнительной спец одежды (энцефалитный костюм);
- репелленты, накидки, пропитанные репеллентами.

Работники, которые трудятся на открытом воздухе при низких температурах рискуют получить травмы:

- переохлаждение организма (гипотермии);
- обморожение (руки, пальцы, нос).

Для профилактики обморожений работники должны быть обеспечены специализированной одеждой для низких температур. Одежда должна соответствовать всем требованиям, подходить по размеру и не сковывать движения. В зимнее время используется специальная утепленная форма одежды. Помимо стандартной летней формы добавляется:

- бушлат;
- утепленные штаны;
- утепленные ботинки;
- зимняя шапка;
- прорезиненные теплые варежки.

Профилактика перегрева и переохлаждения осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха.

Таблица 5.2 – Температурный режим, при котором приостанавливаются работы на открытом воздухе

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °C
При безветренной погоде	– 40
Не более 5,0	– 35
5,1–10,0	– 25
10,0–15	– 15
15,1–20,0	– 5
Более 20,0	0

2. Превышение уровня шума и вибрации

В ходе работы установок исследования скважин для дальнейшего использования технологии МУН превышаются нормы шума и вибрации. По ГОСТ 12.1.003–83 [5] максимальный уровень шума для работ на территории предприятия составляет 80 дБ, а в реальных условиях (в зависимости от расстояния до насосной установки) уровень шума может достигать до 97 дБ. Основные методы борьбы с шумом:

- снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств);
- средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники;
- соблюдение режима труда и отдыха;
- использование средств автоматики для управления технологическими процессами.

Нормы уровня вибрации описываются по ГОСТ 12.1.012–90 [10] и для нашего рабочего места составляют 110 дБ, в реальности она составляет практически то же значение – 112 дБ.

Для снижения шума и вибрации от технологического оборудования предусмотрены следующие мероприятия: шумящие и вибрирующие механизмы заключены в кожухи, установлены гибкие связи, упругие прокладки и пружины. Тяжелое вибрирующее оборудование будет установлено на самостоятельные фундаменты. В производстве применены вибробезопасные и малошумящие машины, дистанционное управление, сокращено время пребывания в условиях вибрации и шума. На рабочих местах в компрессорных с целью осмотра отдельных узлов используются средства индивидуальной защиты, такие как обувь на войлочной или толстой резиновой подошве. Для защиты рук рекомендуется виброгасящие перчатки нефтепереработки: масло, бензин, керосин, которые так же несут опасность для здоровья человека.

3. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.

При работах, связанных с технологией закачки химического реагента АСП есть риск возникновения утечек нефти из скважины арматуры. При этом

непременно происходит контакт человека с парами нефти, которые опасны не только для его здоровья, но и жизни. Нефть относится к 4му классу опасности, ее допустимая концентрация составляет 300 мг/л. Не стоит забывать и о продуктах.

Путь попадания вредных веществ в организм человека может быть одним из двух:

- через кожу (при попадании вредных веществ на нее);
- через дыхательные пути (вдыхание вредных паров в организм).

В первом случае при частом попадании продуктов нефти на кожу человека, есть риск получить заболевания кожного покрова: аллергия, сыпь, мелкие язвы. Во втором же случае все более серьезно. При вдыхании человеком паров нефти и ее продуктов большой концентрации происходит наркотическое и раздражающее воздействие. Есть риск потери сознания, при этом нарушается сердечная активность. Головокружение, сухость во рту и тошнота - далеко не весь перечень побочных эффектов. При длительном нахождении человека под действием паров нефти и нефтепродуктов, может произойти удушье, и как следствие смерть.

Нефть и нефтепродукты опасны для человека из-за их состава, в котором большое количество сернистых соединений: сероводород, оксид серы, азот. Воздействие на человека, всего перечисленного более подробно представлено в таблице 5.3.

Таблица 5.3 Физиологическое воздействие на организм человека некоторых газов, содержащихся в нефти [8]

Газ	Содержание		Длительность и характер воздействия
	об. %	мг/л	
Оксид углерода	0,1	1,25	Через 1 час – головная боль, тошнота, недомогание
	0,5	6,25	Через 20-30 мин – смертельное отравление
	1,0	12,50	Через 1-2 мин – очень сильное или смертельное отравление
Серо водород	0,01 – 0,015	0,15–0,23	Через несколько часов – легкое отравление
	0,02	0,31	Через 5-8 мин сильное раздражение глаз, носа, горла
	0,1 – 0,34	1,54 – 4,62	Быстрое смертельное отравление
Оксиды азота	0,006	0,29	Кратковременное воздействие – раздражение горла
	0,01	0,48	Продолжительное воздействие – опасно для жизни
	0,025	1,2	При кратковременном воздействии – смертельное отравление

Если отравление все же произошло, то необходимо непременно обратиться в медицинскую службу. Обеспечить пострадавшему свежий воздух, вынести его из зоны поражения. Проверить пульс, дыхание. Освободить пострадавшего от поясов, и ворота. Контролировать состояние до приезда медиков.

4. Пожаровзрывобезопасность

Источником пожара или взрыва может служить оборудование, работающее с горючими веществами, оборудование работающие под напряжением, а также человеческий фактор (брошенный окурок в месте разлива нефти или выхода газа). Выбросы нефти и газа при авариях с возможным самовозгоранием, аномально высокая температура, способствующая воспламенению и т.п.

По пожарной опасности наружные установки подразделяются на следующие категории:

- 1) повышенная взрывопожароопасность (АН);
- 2) взрывопожароопасность (БН);

- 3) пожароопасность (ВН);
- 4) умеренная пожароопасность (ГН);
- 5) пониженная пожароопасность (ДН).

Установка КРС относится к категории БН.

Кусты скважин, где производятся работы должны быть укомплектованы первичными средствами пожаротушения:

- огнетушители порошковые ОП-10 – 10 шт., или углекислотные;
- ОУ-10 – 10 штук или один огнетушитель ОП-100 (ОП-50 2 шт.);
- лопаты – 2 шт.;
- топор, лом – по 1 шт.

5. Электробезопасность

Источником поражения человека током могут быть провода и оборудования под напряжением. Поражение человека электрическим током или электрической дугой может произойти в следующих случаях:

- при прикосновении человеком, неизолированного от земли, к токоведущим металлическим частям электроустановок, оказавшимся под напряжением из-за замыкания на корпусе;
- при однофазном (однополюсном) прикосновении неизолированного от земли человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Значение напряжения в электрической цепи должно удовлетворять [21].

Таблица 5.4 – Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном режиме электроустановки не несущее повреждения. [22]

Род тока	U , В	I , мА
	не более	
Перемен. (50 Гц)	2,0	0,3
Перемен. (400 В)	3,0	0,4
Постоян.	8,0	1,0

При установке электрооборудования на открытой местности оно должно иметь ограждение и предупреждающий знак «Осторожно! Электрическое напряжение!».

Корпуса, а также все открытые проводящие части применяемого передвижного электрооборудования должны быть защищены от косвенного прикосновения и т.д. в соответствии с требованиями ПУЭ путем заземления с помощью переносных заземлителей.

Сопротивление заземляющего устройства для электроустановок с глухозаземленной нейтралью для питания напряжением до 1 кВ не должно превышать 4 Ом, а для электроустановок с изолированной нейтралью напряжением до 1 кВ – 10 Ом, при выполнении условия, указанного в ПУЭ.

Для снижения риска возгорания и взрыва опасных смесей газов, должно осуществляться техническое обслуживание электрооборудования, в соответствии с ППР (планово предупредительные работы).

Для защиты от поражения электрическим током при косвенном прикосновении в соответствии с требованиями ПУЭ передвижное электрооборудование должно быть оборудовано устройством защитного отключения (УЗО).

Защита от электрического тока делится на два типа:

- 1) коллективная;
- 2) индивидуальная.

В нашем случае электрооборудование размещается на улице, следовательно оно относится к 4 классу опасности помещений.

С целью предупреждения рабочих об опасности поражения электрическим током широко используются плакаты и знаки безопасности.

Электрический ток оказывает следующие воздействия на человека:

- поражение электрическим током;
- пребывание в шоковом состоянии;
- ожоги;
- нервное и расстройство;

- смертельный исход.

Мероприятия по созданию безопасных условий:

- инструктаж персонала;
- аттестация оборудования;
- соблюдение правил безопасности и требований при работе с электротехникой.

6. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные)

При несоблюдении техники безопасности травму можно получить и при движении машин и механизмов. Невнимательность и отсутствие защитных средств приводит к ушибам, переломам и вывихам различных частей тела человека.

Работник, при движении техники в зоне проведения работ, обязан носить головной убор (каску). Находиться в зоне работы техники (котловане, приемке) недопустимо. По полосе движения техники и подвижного оборудования должны находиться предупреждающие таблички, которые информируют об опасности.

5.3 Экологическая безопасность

Анализ воздействия объекта на Атмосферу

Нефтяные и газовые месторождения как и все другие сооружения создаваемые человеком, оказывают определенное влияние на окружающую среду в течении всего их жизненного цикла. Деграционные воздействия на окружающую среду могут проявляться на стадиях разведки, строительства и эксплуатации скважин что ухудшает условия жизни и работы человека. Основная деятельность, осуществляемая на Дунаевском месторождении - добыча, подготовка и транспорт нефти.

Добавлено примечание ([ЧМС4]): Структурировать. Выделить атмосферу, гидросферу, литосферу.

Рассмотреть по плану:
1) источник загрязнения;
2) нормы на загрязнения;
3) методы защиты.

По данным «Проекта нормативов ПДВ загрязняющих веществ на объектах Дунаевского нефтяного месторождения» на месторождении имеется 1450 источников выделения загрязняющих веществ в атмосферу, которые объединены в 122 источника выброса, из них 30 - организованных, 89 - неорганизованных и 3 - нестационарных сварочных поста на передвижных источниках. Всего в атмосферу выбрасывается 16 наименований загрязняющих веществ, из которых одно относится к веществам 1-ого класса опасности, четыре - ко 2-му, остальные - к 3-ему и 4-ому классам опасности. Валовый выброс вредных веществ в атмосферу (в целом по месторождению) составляет 27278.926 т/год (расчетные выбросы вредных веществ на год максимальной добычи нефти и попутного нефтяного газа - 2009 г.) [13].

Действующие выбросы на территории рассматриваемого объекта.

По видовому составу и количеству выбрасываемых веществ в атмосферу Дунаевского нефтяное месторождение относится к производствам второй категории опасности (КОП).

Основные источники выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферу от планируемых объектов разработки Дунаевского месторождения: на стадии строительства – передвижные котельные, дизельные электростанции, автотранспорт; на стадии эксплуатации - скважины, замерные установки.

Основные ЗВ, выбрасываемые в приземный слой атмосферы, от планируемых источников — оксиды азота, углерода, серы; взвешенные вещества (мазутная зола, сажа), бензапирен (нормативы ПДК и ОБУВ представлены в таблице 5.5.

Таблица 5.5. - Перечень предельно-допустимых концентраций и ориентировочно-безопасных уровней воздействия загрязняющих веществ от планируемых источников в атмосферном воздухе [2].

Выбрасываемые загрязняющие вещества	Класс опасности	Код	ПДК м.р. мг/м ³
Азота диоксид	2	301	0,085
Сажа	3	328	0,15
Углерод оксид	4	337	5
Углеводород C1 – C5	4	415	50

Углеводороды (по керосину)	-	2732	1,2
Бензапирен	1	703	1,0
Серы диоксид	3	330	0,5
Мазутная зола	2	2904	0,002
Формальдегид	2	1325	0,035

Перечень и анализ мероприятий по снижению выбросов вредных веществ, перечень планируемых мероприятий

С целью максимального сокращения вредных выбросов в атмосферу предусматриваются следующие решения [13]:

1. Применение напорной герметизированной системы сбора продукции скважин.

2. Подземный способ прокладки трубопроводов на глубину не менее 1,2м до верхней образующей трубы.

3. Все трубопроводы нефти и газа выполнены на сварке. Использовано минимально необходимое количество фланцевых соединений. Предусмотрен 100 % контроль сварных соединений радиографическими методами.

4. Защита подземных трубопроводов от почвенной коррозии изоляцией усиленного типа.

5. По трассе нефтегазосборных трубопроводов в местах подключения трубопроводов от скважин и кустов к коллекторам устанавливаются отключающие задвижки; переход через автодороги выполняется открытым способом с укладкой труб в защитных футлярах.

6. Опорожнение и дренаж технологических емкостей в закрытую систему.

7. Сброс от предохранительных клапанов в специальные емкости с последующим возвращением жидких продуктов в технологический процесс.

Осуществление намечаемых решений сокращает количество выбрасываемых в атмосферу загрязняющих веществ и снижает ущерб, наносимый производственной деятельностью предприятия окружающей среде.

Мероприятия для снижения вредных выбросов, предусматриваемые как мероприятия организационно-технического характера [13]:

1. Максимально обеспечить соблюдение оптимального режима работы в соответствии с технологическим регламентом.
2. Исключить возможность работы оборудования в форсированном режиме.
3. Усилить контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами.
4. Усилить контроль за герметичностью технологического оборудования и трубопроводов.
5. В случае если начало планово-предупредительных работ по ремонту технологического оборудования достаточно близко совпадает с наступлением неблагоприятных метеорологических условий, следует отложить проведение этих работ до окончания НМУ.
6. Прекратить испытание оборудования, связанного с изменением технологического режима, приводящего к увеличению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Анализ воздействия объекта на гидросферу

Для предотвращения попадания в водную среду загрязняющих веществ (химреагенты, ГСМ и др.) с промплощадок проведено их обвалование с устройством гидроизоляционной подушки. Организованный отвод дождевых и талых вод с территории промплощадки производится по специальным водоотводным канавам, по которым вода собирается в специальные отстойники. По мере накопления вода подается на очистные сооружения.

Важнейшим мероприятием по защите поверхностных вод на территории месторождения является очистка хозяйственных и промышленных сточных вод до установленных требований. Очищенные промышленные сточные воды закачиваются в поглощающие скважины сеноманского горизонта, а хозяйственные сточные воды, после очистки на установке «Биодиск-350», сбрасываются на рельеф.

Анализ воздействия объекта на литосферу

На установке комплексной подготовки газа предусмотрена колонна отдувки метанола, что позволяет значительно снизить концентрацию метанола, закачиваемую в пласт. Тем самым не наносится вред литосфере.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Анализ возможных ЧС

Взрыв и пожар представляет собой большую опасность как для персонала, так и для окружающей среды. Причиной возникновения пожара и взрыва на установках промысла является разгерметизация трубопровода в следствии человеческого фактора, износа оборудования или стихийного бедствия.

Меры по предупреждению взрыво и пожароопасной обстановки

Возможные источники и причины пожаров и взрывов на рабочем месте:

- наличие легковоспламеняющихся жидкостей и взрывопожароопасных паров;
- наличие в печах огневого нагрева открытого огня и нагретых поверхностей;
- возможная разгерметизация трубопроводов или оборудования;
- наличием электрооборудования;
- возможность возникновения заряда статического электричества вследствие трения слоев конденсата друг о друга или со стенкой трубы.

Безопасность труда обеспечивается соблюдением в проекте требований действующих норм и правил. Для обеспечения безаварийной работы технологических установок УКПГ проектом предусмотрены:

- герметизация оборудования и трубопроводов;
- применение для тепло- и звукоизоляции трубопроводов и оборудования негорючих материалов;
- установка газоанализаторов до взрывоопасных концентраций на площадках УКПГ;

Добавлено примечание ([ЧМС5]): В данном подразделе проводится краткий анализ возможных чрезвычайных ситуаций (ЧС), которые могут возникнуть при разработке, производстве или эксплуатации проектируемого решения. Чрезвычайные ситуации могут быть техногенного, природного, биологического, социального или экологического характера. Затем необходимо выбрать наиболее вероятный вид ЧС, указать источник возникновения и разработать превентивные меры по предупреждению ее возникновения. Разработать порядок действия в результате возникновения ЧС и меры по ликвидации её последствий.

- оснащение технологического оборудования всеми необходимыми средствами контроля, автоматики, предохранительной арматурой (сбросные, обратные клапаны и др.), обеспечивающими надежность и безаварийность работы;
- применение взрывозащищенного оборудования для взрывоопасных зон;
- защита газопровода от электромагнитной индукции, статического электричества;

Действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации её последствий

Главная задача при возникновении пожара – его локализация. Небольшие загорания, а также пожары в начальной стадии могут быть успешно ликвидированы обслуживающим персоналом первичными средствами пожаротушения: порошковые и углекислотные огнетушители, асбестовые полотна, грубошерстные ткани (кошма, войлок), песок.

Ответственность за ликвидацию аварии, до приезда ответственного руководителя (начальника службы, главного инженера), несет сменный инженер объекта, принимая решения и осуществляя мероприятия по восстановлению нормального режима работы оборудования. В случае его неправильных действий главный инженер (начальник службы) промысла обязан вмешаться в ход ликвидации аварии вплоть до отстранения сменного инженера, принимая на себя руководство и ответственность за дальнейший ход ликвидации аварии.

Ликвидация аварий производится согласно плану ликвидации аварий (ПЛА), утвержденного главным инженером Общества. Дежурный персонал обязан знать признаки аварий по технологическому оборудованию и коммуникациям, методы нахождения неисправностей и ликвидации аварий.

При возникновении аварии и в течение аварийной ситуации оперативный персонал обязан с учетом складывающейся обстановки принимать быстрые и эффективные меры к предотвращению угрозы жизни и здоровью людей,

повреждению смежного с аварийным объектом оборудования и коммуникаций и недопущению других нежелательных последствий.

В аварийной ситуации персонал должен:

- принять меры к локализации аварии, прекращению поступления в зону аварии горючих веществ, материалов, которые при горении выделяют вредные и ядовитые вещества;
- после осмотра места аварии сообщить о создавшейся ситуации и принятых мерах руководству промысла;
- после прибытия на место аварии восстановительных и пожарных подразделений, сообщить их руководителям о создавшейся ситуации, о положении запорной арматуры на технологических коммуникациях, примыкающих к зоне аварии, месторасположении и условиях проезда к пожарным гидрантам.

Для принятия неотложных мер по локализации аварии и ликвидации ее последствий оперативный персонал имеет право привлекать к работам всех, кто находится на установке в момент аварии.

Приложение А

1 Erdölprodukte

1.1 Destillations-Produkte

Unter einer Destillation versteht man das Erhitzen einer Substanz bis zum Sieden. Dabei reichern sich die leicht verdampfbaren Komponenten eher in der Gasphase, während die schwerer flüchtigen Komponenten in der flüssigen Phase verbleiben.

Der entstehende Dampf wird an andere Stelle durch Kondensation wieder in die flüssige Phase überführt und so in einer Vorlage aufgefangen.

Es ist klar, dass eine Trennung um so besser ist, je größer die Differenz der einzelnen Siedepunkte ist. Um die Trennung noch zu verbessern führt man eine sogenannte fraktionierte Destillation durch, bei der der Dampf immer wieder kondensiert und erneut siedet, um keine schwerer flüchtigen Komponenten mitzureißen.

Die fraktionierte Destillation ist eine großtechnische Verarbeitungsmöglichkeit und steht am Anfang jeder industriellen Verarbeitung des Erdöls. Dabei ist eine Abtrennung einzelner Komponenten unmöglich, da zu viele Komponenten zu ähnliche Siedepunkte haben.

Das Ziel der Destillation ist also eine Trennung in Fraktionen, doch da auch hier die Grenzen noch fließend sind, bestimmt der Verwendungszweck die Temperaturgrenzen der Fraktionen.

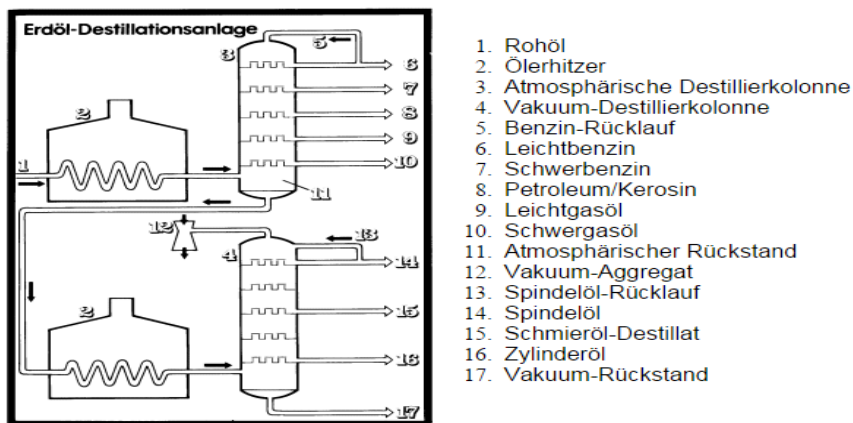


Abbildung 1 – schematische Darstellung einer Erdöl – Destillationsanlage

1.1.1 Mitteldestillat

Früher verwendete man das dem Mitteldestillat zugehörige Petroleum ausschließlich als Leuchtöl und Heilmittel. Doch heute spielt diese Art der Verwendung keine Rolle mehr, denn man verwendet es hauptsächlich als Düsenkraftstoff unter der Bezeichnung Kerosin [1].

1.1.2 Schmieröl-Fraktion

Die darin enthaltenen Stoffe werden wie der Name schon sagt hauptsächlich als Schmiermittel für Maschinenteile und anderes verwendet. Handelsübliche Schmieröle können im Bereich von -60 bis $+250^{\circ}\text{C}$ eingesetzt werden, wobei die Viskosität eine entscheidende Rolle spielt.

Man sollte noch erwähnen, dass diese Fraktion auch großtechnisch im Vakuum abgetrennt wird, da sonst die Gefahr von Crackprozessen gegeben ist.

1.1.3 Rückstände

Die undestillierbaren Rückstände, auch Bitumen genannt, verwendet man als Anstrichstoffe, im Bautenschutz, als Vergussmasse, als Isoliermaterial und hauptsächlich im Straßenbau und als Dachpappe, wobei Zusätze die Langlebigkeit des Stoffes erhöhen.

Der Name leitet sich vom lateinischen Wort bitumen – Pech her.

1.2 Weiterbehandlung

Im Folgenden sollen die wichtigsten petrochemische Verfahren zur Weiterverarbeitung der Destillationsprodukte vorgestellt werden.

Zunächst werden an die Destillation Reinigungsprozesse angeschlossen:

- Unter Laugenwäsche versteht man das Entfernen vom organischen Säuren mit verdünnter Natriumhydroxid-Lösung. Dabei kommt es zu einer Umsetzung zu den wasserlöslichen Natriumsalzen der entsprechenden Carbonsäuren, die dann durch auswaschen abgetrennt werden. Daran anschließend trocknet man das gereinigte Produkt. Dieser Art der Reinigung werden Benzin-Fraktion und Mitteldestillat unterzogen [3].

- Bei der Entschwefelung soll jeglicher organisch gebundener Schwefel (Mercaptane) entfernt werden. Dazu verwendet man chemische Verfahren, bei denen

die Mercaptane in Disulfide umgewandelt werden. Diese können im Treibstoff verbleiben, da sie bei der Verbrennung zu Schwefeldioxid werden. Eine andere Möglichkeit bietet die katalytische Hydrierung unter hohem Druck. Dabei entsteht Schwefelwasserstoff (Geruchsbelästigung), der leicht zu beseitigen ist.

– Die Entparaffinierung der Schmieröle ist notwendig, da die Paraffine ein Trübung nach sich ziehen und zu einem schlechten Fließverhalten führen. Darum verdünnt man die Öle mit organischen Lösungsmitteln (z. B. Toluol, Methylethylketon), in denen die Paraffine ein schlechtes Lösungsvermögen haben, so dass man die ausgefällten Paraffine einfach abfiltriert und daraus Kerzen und Bohnerwachs herstellt.

– Die Säure-Raffination zum Schluss soll die Alterung durch den hohen Anteil von olefinischen und aromatischen Kohlenwasserstoffen verhindern. Durch Zugabe von konzentrierter Schwefelsäure, kommt es zu einer katalytischen Wirkung bei der Polymerisation von ungesättigten Kohlenwasserstoffen und zum anderen dient sie als Lösungsmittel für schwefelhaltige Kohlenwasserstoffe. Anschließend wird neutralisiert und mit Bleicherde aufgehellt.

Neben der Reinigung spielen Crackprozesse eine wichtige Rolle in der Petrochemie, da so die nahezu wertlosen höhersiedenden Fraktionen nutzbar gemacht werden [2].

Unter Cracken versteht man dabei die Spaltung von größeren in kleinere Moleküle. Dies kann sowohl thermisch als auch katalytisch durchgeführt werden. Dabei kommt es zu einer Fragmentierung der hochsiedenden Anteile. Beim katalytischen Cracken verwendet man Zeolithe als Katalysatoren, die eine Spaltung fördern.

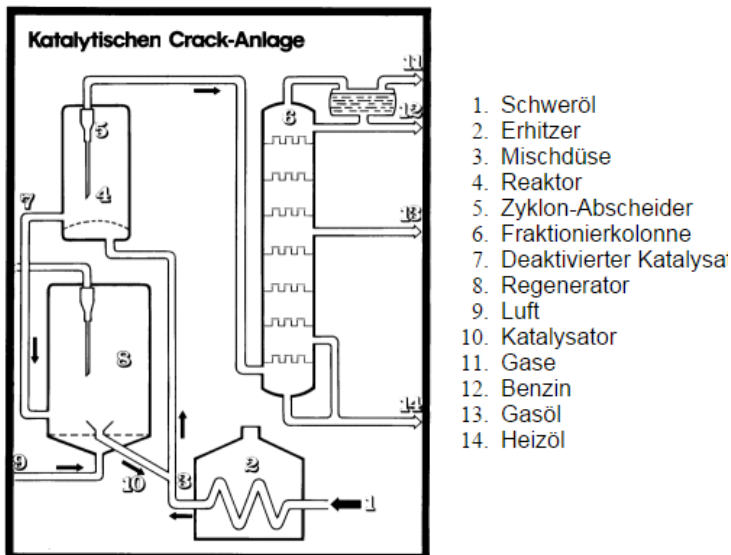


Abbildung 2 – schematische Darstellung einer Katalytischen Crack

2 Transport von Erdöl mittels Tanker oder Pipeline

Erdöl ist weltweit der wichtigste Energieträger. Das Öl muss von den meist entlegenen Lagerstätten und Fördergebieten zu den Verarbeitungszentren, den Raffinerien, transportiert werden. Hier wird es dann zu verkäuflichen Produkten, wie Heizöl oder Benzin verarbeitet. Der Transport der großen Erdölmengen erfolgt über Wasser durch Tankschiffe und über Land durch Pipelines. Dabei übernehmen die Tanker rund 3/5 der weltweiten Fördermenge (das entspricht knapp 2 Mrd. t Rohöl), die restlichen 2/5 werden durch Pipelines transportiert [5].

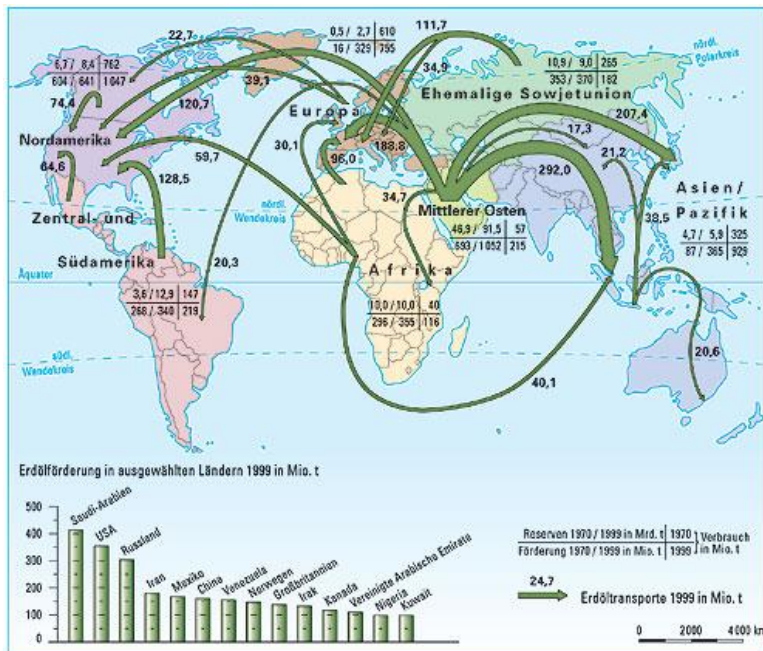


Abbildung 3 – Transport von Erdöl mittels Tanker oder Pipeline

2.1 Transportmöglichkeit Tanker

Tanker sind Schiffe zum Transport von flüssigen Medien, wie z. B. Erdöl, Wasser oder Kraftstoff. Sie haben ein flaches Deck, welches außer der Brücke kaum Aufbauten besitzt. Zum Entleeren der Ladung haben die Schiffe Pumpen an Bord sowie einen Kran, der die notwendigen Transportschläuche, mit denen die Flüssigkeiten abgeleitet werden, zum Land transportiert. Öltanker werden speziell für den Erdöltransport gebaut. Ihr Antrieb erfolgt mittels einer schwerölbetriebenen Zweitakt-Dieselmotors mit Direktantrieb der Antriebswelle mit feststehendem Propeller. Das Rohöl wird bereits im erwärmten Zustand an Bord genommen und muss auch während der gesamten Fahrt weiter beheizt werden. Öltanker sind relativ langsame Schiffe mit einer Durchschnittsgeschwindigkeit von 15 Knoten (entspricht 28 km/h).

Die größten doppelwandigen Öltanker weltweit sind die Schwesterschiffe der Hellenpont Alhambra-Klasse. Sie haben jeweils eine Tragfähigkeit von rund 442.000

dwt, eine Länge von 380 m und sind 68 m breit. Sie wurden in Südkorea für eine griechische Reederei erbaut und sind seit 2002 für verschiedene Unternehmen und Länder in Betrieb.

Ab einem Gesamtgewicht von 250.000 t spricht man von einem Supertanker. Die großen Schiffe sind zwar sehr lukrativ, bergen aber auch zahlreiche Probleme. So können sie wegen ihres Tiefgangs nur wenige Häfen anlaufen, sie sind zu breit für den Panama- und den Sueskanal und ihre Außenhülle ist anfällig für Risse. Tanker stellen eine große Gefahr für die Umwelt dar. Um die Folgen von Tankerunglücken zu minimieren, werden heute nur noch Tanker mit zwei Schiffshüllen gebaut.

2.2 Transportmöglichkeit Pipeline

Überlegungen zum Bau von Pipelines sind nicht neu. Schon Anfang des 17. Jahrhunderts wurden im österreichischen und bayerischen Alpenraum Soleleitungen von den Gewinnungs- zu den Siedestätten gebaut. Im Jahr 1665 schlug der damalige Universalgelehrte Athanasius Kircher den Bau einer bleiernen Rohrleitung zwischen einer Ölquelle und einer ewigen Flamme vor.

An der Kopfstation einer Erdölpipeline gibt es normalerweise ein Tanklager, das als Zwischenpuffer für die zu sendenden Erdölmengen fungiert, da der Abfluss eher langsam erfolgt: Bei Erdöl beträgt die Transportgeschwindigkeit typischerweise 3–5 km/h, also etwa Fußgängergeschwindigkeit. Bei den genannten Leitungslängen ergeben sich damit erhebliche Transportzeiten, die aber im Vergleich zu einem (oft vorangegangenen) Seetransport nicht negativ ins Gewicht fallen.

Das Erdöl wird durch Druck-Kreiselpumpen in Bewegung gesetzt, wobei angesichts der Rohrdurchmesser, der Distanzen und der Zähigkeit des Mediums Leistungen von mehreren 100 kW und mehrere hintereinander geschaltete Einzelpumpen benötigt werden.

Da es verschiedene Abnehmer und verschiedene Ölsorten gibt, muss die Trennung zwischen diesen verschiedenen Chargen gewährleistet sein. Dazu gibt es heute aufwändige Optimierungssoftware, die versucht, gleichzeitig möglichst ähnliche Chargen direkt hintereinander anzuordnen und die Wünsche der verschiedenen Abnehmer zu befriedigen. Wenn das gelingt, kann man sich zusätzliche Maßnahmen

wie etwa Trennmolche ersparen und die geringfügige Vermischung der Chargen um die Übergangsstelle herum einfach in Kauf nehmen.

Durch ferngesteuerte Schieber kann der Inhalt nach Wunsch in Abzweigungen zu bestimmten Abnehmern längs der Leitung geschickt werden. Allgemein wird dieser laufende Pipelinebetrieb komplett von einer Fernsteuerzentrale ferngesteuert und - überwacht.

Obwohl die Entwicklung industrieller Pipelines kurz nach der ersten kommerziellen Ölbohrung durch Edwin Drake begann und damit eng mit der Förderung von Erdöl verknüpft war, wird die oben beschriebene Technik heute generell für Pipelines eingesetzt.

Gaspipelines weisen grundsätzlich eine ähnliche Technik auf, statt von Pumpstationen spricht man hier jedoch von Verdichterstationen, da durch die hohe Kompressibilität von Gas mit der Beaufschlagung von Druck (um den Strömungswiderstand zu überwinden) im Fall von Gas stets eine starke Vergrößerung der Dichte einhergeht. Gaspipelines haben durch eine gewisse Variationsmöglichkeit des Betriebsdrucks über ihr Volumen auch eine Speicherfunktion.

Der Transport von flüssigen wie auch gasförmigen Fluiden durch Rohre erfordert einen Pumpenergieaufwand gegen den energieaufzehrenden Strömungswiderstand. Nur in besonderen Anwendungsfällen fließt ein Medium alleine schwerkraftgetrieben, typische Beispiele sind: Wasser aus der Quelle am Berg oder aus einem hochgelegenen Reservoir talwärts, Erd- oder Stadtgas (leichter als Luft) auch in Leitungen mit sehr geringem relativen Ausgangsdruck in hohe Häuser oder Stadtgebiete. Wird ein spezifisch schweres Medium über einen Berg gepumpt muss mehr als der der Höhendifferenz entsprechende hydrostatische Druck aufgewandt werden, der sich jedoch beim Hinunterströmen im Rohr wieder aufbaut. Um tiefliegende Leitungen dahinter vor Überbeanspruchung zu schützen, muss übermäßiger Druck durch Drosseln oder Druckregler abgebaut werden, wenn nicht – wie in Österreich um 2010 – Gefällekraftwerke in Pipelines eingebaut werden.

Der Transportenergieaufwand pro Entfernung steigt mit der Durchsatzrate in einem konkreten Rohr und sinkt mit dem Rohrdurchmesser (typisch 20–120 cm) bei

festgelegtem Durchsatz. Ein Rohr mit größerem Durchmesser braucht für gleiche Druckfestigkeit auch eine größere Wandstärke und hat daher quadratisch höhere Materialkosten. Häufig werden zwei (oder mehr) Rohrstränge etwa gleichen Durchmessers verlegt, da bei einer Beschädigung, die lokal nur ein Rohr betrifft, das andere zur Durchleitung noch zur Verfügung steht. Während in Frühzeiten Pipeline-Pumpen (wie auch Ölförderpumpen) überwiegend durch Motore angetrieben wurden, die ihren Treibstoff der Pipeline entnahmen, kommen heute häufiger wartungsärmere Elektroantriebe zum Einsatz [5].

Eine langsame laminare Strömung benötigt besonders wenig Antriebsleistung, verursacht jedoch durch ein parabelförmiges Geschwindigkeitsprofil stärker die Vermischung hintereinander abgeschickter Produkte als ein turbulenter Transport mit eher plateauförmiger Geschwindigkeitsverteilung. Stärkere Wirbel in der Strömung fördern das erwünschte Mitnehmen von Staub und Körnern aus dem Rohr; Ablagerungen müssen per Molch oder durch einen hohen Durchfluss entfernt werden. Pipelines sind Rohrleitungen, die über große Entfernungen verlegt werden. Sie dienen dem Transport von Flüssigkeiten (z. B. Erdöl) oder Gasen (z. B. Erdgas). Seit Beginn der Erdölförderung wurden Pipelines eingesetzt. Die erste baute man 1865 im US-Staat Pennsylvania. Pipelines bestehen aus Beton oder Stahl und können Durchmesser bis 122 cm besitzen. Die Verlegung erfolgt ober- oder unterirdisch. Zur erhöhten Sicherheit sind in die Leitungen Ventile eingebaut. Sie vermindern bei einem Rohrbruch die Austrittsmenge. Zur Beförderung des Erdöls wird durch Pumpen Druck aufgebaut. Je nach Gefälle werden an der Leitung in bestimmten Abständen Pumpstationen installiert. Im Schnitt bewegt sich das Erdöl mit einer Geschwindigkeit von 5 - 7 km/h und einer Temperatur von 60 - 80 °C durch die Leitungen. Die hohe Temperatur ist wichtig für die Viskosität (Zähflüssigkeit) des Rohöls, welche sich wiederum auf die Geschwindigkeit auswirkt.

Eine Besonderheit sind Offshore-Pipelines. Sie verlaufen am Meeresboden und sind durch dicke Betonschichten beschwert. Hierzu gehören z. B. die Algerien-Sizilien-Pipeline oder die Ekofisk-Emden-Pipeline. Offshore-Leitungen verbinden entweder zwei Landleitungen miteinander oder ein Offshore-Ölfeld (Ölplattform auf Meer) mit

dem Festland. Pipelines bieten viele Vorteile: Sie sind Tag und Nacht in Betrieb, umweltfreundlich und nicht vom Verkehr oder klimatischen Verhältnissen abhängig. Da sie sowohl Transportbehälter, -mittel und -weg in sich vereinigen, entfallen Verpackungskosten. Im Vergleich zu Tankern sind Unfälle mit Ölaustritt sehr selten. Ein großer Nachteil ist jedoch der Kostenfaktor bei der Anschaffung. Die Verlegung von 1 km Leitung kostet zwischen 0,5 - 1 Mio. Euro. Trotzdem kommen jährlich rund 25.000 km Leitung hinzu. Derzeit sind weltweit über 3 Mio. km Pipelines verlegt.

2.3 Transportrouten weltweit

Das Erdöl muss von den Lagerstätten zu den Verarbeitungs- und Verbrauchszentren transportiert werden. Die Fördergebiete liegen v. a. im Nahen und Mittleren Osten, im Kaspischen Raum, in der ehem. Sowjetunion einschließlich Sibirien, in Westafrika und Südamerika. Hauptabnehmer sind die westlichen Industrieländer. Zwischen den genannten Gebieten verlaufen die wichtigsten Routen.

größte Rohölexporteure (2010):

Saudi-Arabien (332,2 Mio. t/Jahr)

Russland (280,5 Mio. t/Jahr)

Nigeria (123,2 Mio. t/Jahr)

größte Rohölimporteure (2010):

USA (456,1 Mio. t/Jahr)

China (234,6 Mio. t/Jahr)

Japan (180,4 Mio. t/Jahr)

Wichtige Tankerrouten verlaufen vom Nahen Osten v. a. nach Japan und den USA. Von Westafrika werden Westeuropa und die USA beliefert und von Nordafrika v. a. Westeuropa.

Zu den wichtigsten Pipelines gehört die Trans-Alaska-Pipeline in den USA. In Europa sind die Transalpine Ölleitung (TAL), die Nord-West-Ölleitung (NWO) und die Mitteleuropäische Rohölleitung (MERO) von Bedeutung. Sie versorgen auch den Nordwesten und Süden Deutschlands mit Rohöl. Die Raffinerien in Ostdeutschland werden von der russischen Ölleitung Drushba (Freundschaft) versorgt.

Beispiel: Trans-Alaska-Pipeline

Diese Erdölleitung befindet sich in Alaska/USA und verläuft von der Prudhoe Bay im Norden zum eisfreien Hafen Valdez am Prince William Sound im Süden. Sie wurde von 1975 - 77 gebaut und hat heute eine Länge von 1.288 km mit einem Rohrdurchmesser von 122 cm. Die Durchflussleistung beträgt 120 Mio. l/Tag, das entspricht knapp 84.000 Liter pro Minute. Die Rohre sind oberirdisch auf Stelzen verlegt, da sie über Dauerfrostboden verlaufen. Die aufgeheizten Leitungen würden sonst im Boden versinken. Die Pipeline überquert drei Bergketten und über 800 Flüsse und Bäche. Mit einem Kostenaufwand von rund 8 Mrd. \$ ist sie das bisher teuerste Pipelineprojekt der Welt.

Beispiel: Transalpine Ölleitung (TAL)

Die TAL verläuft von Triest nach Ingolstadt. Auf dem Weg dorthin muss das Rohöl von Meeresniveau über mehrere Pumpstationen über den Alpenkamm transportiert werden. 1967 wurde die Pipeline in Betrieb genommen. Sie hat eine Gesamtlänge von 759 km, wobei 454 km durch Deutschland verlaufen. Die Rohre haben einen Durchmesser von 100 cm und derzeit eine Kapazität von 37,0 Mio t/Jahr, 20102 wurden 34,5 Mio t befördert. Von Ingolstadt führt eine Rohrabzweigung nach Neustadt und eine nach Karlsruhe. Beide wurden bereits 1963 fertig gestellt.

Beispiel: Nord-West-Ölleitung (NWO)

Die NWO war die erste deutsche Rohölleitung. Sie wurde 1958 gebaut und hat eine Länge von 391 km. Die Pipeline verbindet die Tankeranlegestelle in Wilhelmshaven mit den Raffinerien im Emsland, im Ruhrgebiet und um Köln. Die Kapazität der Rohrleitung beträgt 15,5 Mio. t/Jahr.

Beispiel: Mitteleuropäische Rohölleitung (MERO)

Die MERO führt von Ingolstadt über Waidhaus nach Nelahozeves (Tschechische Republik) und wurde erst 1995 fertig gestellt. Die gesamte Länge beträgt 344 km, wovon 180 km durch Deutschland verlaufen. Die Rohre haben einen Durchmesser von 71 cm und eine Kapazität von 10 Mio. t/Jahr. Im Jahr 2007 betrug der Durchsatz (= tatsächlicher Durchlauf) nur 3,6 Mio m³, die Leitungen sind also noch lange nicht ausgelastet.

Beispiel: Die N.V. Rotterdam-Rijn Pijpleiding Maatschappij (RRP)

Die RPR wurde 1958 von mehreren Erdölgesellschaften gegründet und 1960 in Betrieb genommen. Sie dient dem Transport von Rohöl aus Tankern und Lagertanks im Europoort/Botlek-Gebiet in das Rhein-Ruhrgebiet. Auf der 323 km langen Strecke von Rotterdam nach Wesseling können 36 Mio t befördert werden.

Bestimmt sind noch nicht alle interessanten Aspekte abgearbeitet, die das Erdöl bietet. Trotzdem ist es gelungen die Gefahren dieses Industriezweigs klar darzustellen.

Industrie und Politik sollten gemeinsam daran arbeiten den Transport noch sicherer zu machen und noch mehr finanzielle Unterstützung der Forschungen in diesem Gebiet zu geben, um das negative Image des Umweltverschmutzers zu verändern und dafür die positiven Aspekte mehr zu betonen.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной работе изучены вопросы использования методов увеличения нефтеотдачи на примере месторождения Тюменской области, а точнее на Дунаевском.

Большинство месторождений Тюменской области находится на поздней стадии разработки и характеризуются сложным строением и значительной долей остаточных запасов. Для существенного увеличения добычи на месторождениях необходимо внедрять современные методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Существует большое количество различных технологий МУН. Поиск эффективных методов для конкретных месторождений является очень трудной задачей, которая требует особого подхода для её решения. Проблема в том, что в настоящее время методика выбора МУН является плохо изученной. Необходимо выбрать именно тот метод увеличения нефтеотдачи, который наиболее существенно увеличит извлекаемые запасы и уровень добычи нефти при благоприятных экономических показателях для конкретного нефтяного месторождения с определенными геолого-физическими свойствами и условиями разработки.

В Тюменской области чаще всего применяется ГРП. Анализ результатов опытно-промышленных испытаний показал, что данный метод воздействия является наиболее эффективным. Эффективность этого метода воздействия достигается путем подгона технологии под условия месторождения.

За счет применения технологий МУН дополнительно добыто 1.05 тыс. т нефти, при текущей удельной эффективности 349.7 т/скв.-опер. Средняя текущая продолжительность эффекта составляет 105 суток. Эффект от закачек проведенных в 2014 году продолжается.

Список использованных источников

1. Авторский надзор за разработкой месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» за 2014 год. Дунаевское месторождение. Сургут 2014 год.
2. «Материалы к обоснованию подсчётных параметров и оперативного подсчёта запасов нефти и растворённого газа пластов АС4-6, ЮС1, ЮС2 Дунаевского месторождения.»; Тюмень, 2014г. Лысенко О.П.
3. "Обоснование параметров пластовых флюидов для подсчета запасов, проектирования разработки по разрабатываемым ЛУ ОАО "Сургутнефтегаз" в Западной Сибири. Д-913-06"; Тюмень, 2006г. Автор: Шилов В.И.
4. "Подсчет запасов подземных вод апт-сеноманского водоносного комплекса Дунаевского месторождения для обеспечения водой ППД (на 01.01.2015 г.) Лицензия ХМН 00405 НЭ. Договор 96."; Москва, 2015г.
5. Усачёв П.М. Гидравлический разрыв пласта. - Москва: Недра, 1986.-156с.
6. Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири. -Томск: Издательство ТПУ, 2006-167с.
7. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. - Москва: Недра, 1986.-332с.
8. Экономика, организация и планирование производства на предприятиях нефтяной и газовой промышленности./ В.Ф. Иматов, Ю.М. Малышев и др. – М.: Недра, 1990 г.
9. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов: 153-39.1-004-96/ Минтопэнерго РФ. – 1994 г.
10. А.К. Багаутдинов, С.Л. Барков, Г.К. Белевич и др. "Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России". М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", Том 2, 1996 г.
11. ГОСТ 12.1.005-88 «Нормирование содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны»

12. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
13. ГОСТ 12.2.062-81. «Оборудование производственное. Ограждения защитные».
14. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»
Федеральный закон от 22 июля 2008 года № 123
15. СанПиН 2.2.4.1191-03 «Электромагнитные поля в производственных условиях»
16. Коршак А.А., Шамазов А.М. Основы нефтегазового дела/ Коршак А.А., Шамазов А.М., Уфа: Издательство ООО «ДизайнПолиграфСервис, 2001. – С. 362